

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ, г. ТОМСК



ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том I

*Труды XVII Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 150-летию со
дня рождения академика В. А. Обручева и
130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-
геологической школы*

Издательство
Томского политехнического университета
2013

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 854 с.

ISBN 978-5-98298-569-9

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии разведки и добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XVII Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – А. Ю. Дмитриев, проректор-директор.

Ответственный редактор – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.

Ответственные редакторы секций:

Секция 1 – Б.Д. Васильев, доцент, к.г.-м.н.

Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.

Секция 3 – А.К. Мазуров, профессор, д.г.-м.н.

Секция 4 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.

Секция 5 – Ю.В. Колмаков, доцент, к.г.-м.н.

Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 8 – А.А. Поцелуев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.

Секция 10 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.

Секция 11 (подсекция 1) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 11 (подсекция 2) – Э. Д. Иванчина, профессор, д.т.н.

Секция 11 (подсекция 3) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.

Секция 12 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.

Секция 13 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.

Секция 14 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.

Секция 15 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.

Секция 16 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.

Секция 17 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 18 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 19 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.

Секция 20 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 21 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Технический редактор – А.В. Епихин, ассистент

ISBN 978-5-98298-569-9

© ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2013

© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2013

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

SPE TOMSK STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Tom I

*Proceedings of the 17th International Scientific Symposium of students,
Postgraduates and young Scientists devoted to the 150th Anniversary of
Academician V.A. Obruchev and 130th Anniversary of Academician M.A. Usov,
Founders of Siberian Mining School*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2013

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

P78 Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 17th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 150th Anniversary of Academician V.A. Obruchev and 130th Anniversary of Academician M.A. Usov, Founders of Siberian Mining School. Tom I; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2013. – 854 p.

ISBN 978-5-98298-569-9

Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, hydrocarbon and minerals refining, oil and gas fields development, oil field equipment, well drilling, techniques and technology of oil and gas transportation and storage, mining, exploration technique, geocology, environmental protection, complex mineral resource usage, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 16th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education (Rosnauka) and under the support of Russian Foundation for Basic Research.

UDC 504(063)
BBC 20.1.10

Editor-in-chief – A.Yu. Dmitriev, vice-rector, director

Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor

Panels' executive editors:

Panel 1 – B.D. Vasiliev, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)

Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 3 – A.K. Mazurov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)

Panel 5 – Yu.V. Kolmacov, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)

Panel 6 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 7 – S.L. Shvartzev, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 8 – A.A. Potseluev, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 9 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 10 – A.T. Roslyak, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 11 (1) – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 11 (2) – E.D. Ivanchina, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 11 (3) – V.V. Korobochkin, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 12 – V.D. Yevseyev, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 13 – S.Y. Ryabchikov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 14 – V.G. Lukyanov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 15 – V.G. Krets, Associate Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 16 – A.V. Rudachenko, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)

Panel 17 – S.N. Kharlamov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 18 – L.P. Rikhvanov, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 19 – V.I. Vereshagin, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 20 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (in Mintralogy)

Panel 21 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, Ph D (in Mintralogy)

Technical editor – A.V. Epikhin, Assistant

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2013
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2013

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 – 6 апреля 2013 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Семнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы.

Организация и проведение Семнадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука), Фонда фундаментальных исследований и была поручена Институту природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (ИПР ТПУ) как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения, в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов в 2013 г. отметил свое 112-летие. Он был основан в 1901 г. В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

ИПР (горное отделение ГТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым и М. А. Усовым Сибирская горно-геологическая школа сыграла и сегодня продолжает играть важную роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока нашей страны, но и Средней Азии.

Среди выпускников Института – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников института (ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР) – профессор и первый из сибиряков – академик, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири и первенца ее геологической службы – Сибгеолкома; академик К.И. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного региона; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1-Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 250 – докторами и более 1600 кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 4500 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 16 кафедр; аналитический центр; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 11 научно-производственных Центров и Инновационных научно-образовательных Центров, 24 научные лаборатории; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 433 преподавателей, среди которых 5 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 81 доктор и 204 кандидата наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 специальностям.

С момента основания в ИПР (ГРФ, НГФ, ИГНД) ТПУ успешно осуществлялось единство научно-исследовательской работы по фундаментальным и прикладным наукам – высшего образования и производственной деятельности, создавались и развивались богатые традиции НИРС, бережно сохраняемые и развиваемые и по сей день.

В работе Семнадцатого Международного симпозиума было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 1300 докладов 1400 авторов, среди которых 410 иногородних, среди них – 102 зарубежных участника.

Заявки для участия в симпозиуме подали **1400 студентов и молодых ученых** России, ближнего и дальнего зарубежья, которые **представили 1300 докладов**, из которых **410** доклада заявили **иногородние участники**. Это представители дальнего зарубежья - **36 участников из 18 ВУЗов, научных и производственных организаций 16 городов**. Страны СНГ представили **64 участника из 32 ВУЗов, научных и производственных организаций 21 города**. Россия была представлена **310 иногородними участниками из 80 ВУЗов, научных и производственных организаций, 49 городов**. С докладами на английском и немецком языках выступило **100 человек**.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола из **1300 представленных докладов** было **заслушано 990 докладов**. Стендовых докладов было рассмотрено – **260**. Активное участие в работе симпозиума приняли **иногородние участники**, которые выступили со **150 докладами**.

Статус участников симпозиума, из представивших **1300 докладов**, следующий: **студентов – 832, аспирантов – 280, научных сотрудников – 92, инженеров – 60, молодых преподавателей – 28, школьников - 8**.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из **ВУЗов-1175, из РАН-42, НАН-10, из отраслевых НИИ -40, из производственных организаций – 25, из школ – 8**.

Из **990** заслушанных докладов доклады студентов и магистрантов составили **-760, доклады аспирантов и молодых ученых – 222** и **8 школьников**. Заседания симпозиума по 21 секции в течении 4-х дней посетило **2050 человек**.

Дальнее зарубежье было представлено 36 докладами из 9 стран: Германии, Франции, Китая, Великобритании, Италии, Польши, Эквадора, Вьетнама и Монголии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представили 64 доклада из 8 стран: из Национальных Академий наук и вузов Украины, Белоруссии, Казахстана, Латвии, Азербайджана, Армении, Узбекистана, Киргизии.

В день открытия XVIII Международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы три интересные выставки: 1. «К 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы»; 2. «Научные достижения выдающихся ученых ИПР ТПУ (1901-2013 г.)-юбиларов: В. И. Вернадского, Н. Н. Урванцева, П. А. Удодова, М. К. Коровина, Д. С. Микова, О. Д. Алимова, Ю. А. Кузнецова, В. М., Витюгина»; 3. Научные достижения студентов и молодых ученых ИПР ТПУ в области геологии и современных технологий в освоении недр Земли (1901-2013 г.г.)

Выставки вызвали большой интерес у участников симпозиума.

География участников симпозиума обширна: на востоке – от Сахалина, г.г. Петропавловск-Камчатский, Южно-Сахалинска, Владивостока, Благовещенска, Красноярска, Читы, Иркутска до г.г. Барнаула, Кемерово, Новокузнецка и др.; на севере – от г.г. Мирного, Якутска, Нерюнгри, Магадана, Нижневартовска, Ханты-Мансийска, Нефтеюганска до г.г. Тюмени, Улан-Удэ, Сыктывкара и т.д.; на западе – от г.г. Минска, Киева, Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга до г.г. Самары, Казани, Уфы, Перми и т.д. и ближайшего соседа – г. Новосибирска; на юге – от городов республик Средней Азии до г.г. Ивано-Франковска, Одессы, Новочеркаска, Симферополя, Новороссийска, Владикавказа, Воронежа, Ставрополя, Астрахани и т.д. Широко была представлена молодежь Урала, Западной и Восточной Сибири. Страны СНГ были представлены участниками из Узбекистана (г. Ташкент), Таджикистана (г. Душанбе), Азербайджана (г. Баку), Казахстана (г. Алмата, г. Семипалатинск, г. Караганда, г. Павлодар), Белоруссии (г. Минск, г. Гомель), Армении (г. Ереван, г. Гюмри), Украины (г.г. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепропетровск, Донецк и др.), Киргизии (г. Бишкек), Молдовы (г. Кишинев). Из томских вузов и НИИ наиболее активно участвовали студенты и молодые ученые Томского политехнического университета, Томского государственного университета, Института геологии нефти и газа СО РАН и др.

Участниками симпозиума представлены доклады из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго-Орджоникидзе (г. Москва), Института проблем нефти и газа Российской академии наук (г. Москва), Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, Российского университета дружбы народов (г. Москва), Института геохимии и аналитической химии Российской академии наук (г. Москва), Всероссийского научно - исследовательского института природных газов и газовых технологий (г. Москва), ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Москва), Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва), Института экспериментальной минералогии Российской академии наук (г. Москва), Нефтяной компании «Шлюмберже Лоджелко» ИпК (г. Москва), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Санкт Петербургского государственного лесотехнического университета им. С. М. Кирова, Санкт-Петербургского государственного университета, Сайгонского государственного университета: (г. Сайгон, Вьетнам), Института технологической химии Технологического университета (г. Дрезден, Германия), Кембриджского университета (г. Кембридж, Великобритания), Университета Шеффилда (г. Шеффилд, Великобритания), Национального университета (г. Рим, Италия), ООО «Биттер-Фельд» (г. Фрайберг, Германия), Китайского геологического университета (г. Ухань), Университета Вроцлава (г. Вроцлав, Польша), Университета г. Манхейма (г. Манхейм, Германия), Национального университета (г. Ханой, Вьетнам), Национального университета Монголии (г. Улан-Батор, Монголия), Университета Париж-II (г. Париж, Франция), Университета Париж-11 (г. Орсей, Франция), Университета ХанOVERA (г. ХанOVER, Германия), Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Дортмундского технического университета (г. Дортмунд, Германия), Департамента природных ресурсов (г. Ханой, Вьетнам), Научно-исследовательского института геологии Днепропетровского национального университета им. Олеся Гончара (г. Днепропетровск, Украина), Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Белоруссия), Научно-исследовательского института минеральных ресурсов (г. Ташкент, Узбекистан), Таджикистанского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Национального университета им. Мирзо Улугбека (г. Такшкент, Узбекистан), Института геологических наук им. К. И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Восточно-Казахстанского государственного технического университета им. Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Ташкентского государственного Технического университета им. Абу Райхона Бируни (г. Ташкент, Узбекистан), Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа (г. Ивано-Франковск, Украина), Азербайджанской государственной нефтяной академии (г. Баку, Азербайджан), Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти «Бел НИПИ нефть» (г. Гомель, Белоруссия), Каспийского общественного университета (г. Алматы, Казахстан), Карагандинского государственного технического университета, (г. Караганда, Казахстан), Таразского государственного университета им. М. Х. Дулати (г. Тараз, Казахстан), Одесского национального университета им. И. И. Мечникова (г. Одесса, Украина), Латвийского центра окружающей среды, геологии и метеорологии (г. Рига, Латвия), Института ноосферы Национального Центра космических исследований и технологий (г. Алматы, Казахстан), Латвийского сельскохозяйственного университета (г. Елгава, Латвия), Национального аграрного университета Армении (г. Ереван, Армения). Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Белоруссия), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), ООО «МАТЕК» (г. Киев, Украина), Кыргызского государственного технического

университета им. Раззакова (г. Бишкек, Кыргызстан), Донецкого национального Технического университета (г. Донецк, Украина), Казахского агротехнического университета им. Сайфуллина (г. Астана, Казахстан), Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улутка (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и геофизики Национальной Академии Наук Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Института геохимии и геофизики Национальной академии наук Белоруссии (г. Минск, Белоруссия), Института геологических наук Национальной Академии Наук Республики Армении (г. Ереван, Армения), Института геотехнической механики Национальной Академии Наук Украины (г. Киев, Украина), Руднинского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Ангарской государственной технической академии (г. Ангарск), Армавирского механико-технологического института (филиала Кубанского государственного технологического университета) (г. Армавир), Байкальского института природопользования СО РАН (г. Улан-Удэ), Белгородского государственного национального исследовательского университета (г. Белгород), Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета, (г. Волгоград), Воронежского государственного университета (г. Воронеж), Дальневосточного геологического института ДВО РАН (г. Владивосток), Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток), Забайкальского государственного университета, (г. Чита), Института водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), Института геологии и геохимии им. Академика А.Н. Заварицкого УрО РАН (г. Екатеринбург), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института геологии Уфимского научного центра РАН (г. Уфа), Северо-Кавказского государственного технического университета (г. Владикавказ), Астраханского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа (г. Астрахань), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Института горного дела ДВО РАН (г. Хабаровск), Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Института горного дела Сибирского отделения Российской Академии наук (г. Новосибирск), Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН (г. Биробиджан), Института мерзлотоведения им П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук (г. Якутск), Института минералогии УрО РАН (г. Миасс), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск), Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра (г. Казань), Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск), Иркутского государственного технического университета (г. Иркутск), Казанского (Приволжского) Федеральный университет (г. Казань), Казанского государственного энергетического университета (г. Казань), Кемеровского государственного университета (г. Кемерово), ООО Красноярск НИПИнефть (г. Красноярск), Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (г. Магнитогорск), Научно-исследовательского геологоразведочного предприятия «АЛРОСА» (г. Мирный), Научно-производственного центра «Недра» (г. Ярославль), Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (г.Иркутск), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Новокузнецкого филиала Кемеровского государственного университета (г. Новокузнецк), Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г.Новосибирск), Новочеркасской государственной мелиоративной академии (г. Новочеркасск), Пермского государственного технического университета (г. Пермь), Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь), Самарского государственного технического университета (г. Самара), Сахалинского государственного университета (г. Южно-Сахалинск), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Северо-Кавказского горно-металлургического института (государственного технологического университета) (г. Владикавказ), Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), Института вулканологии ДВО РАН (г. Петропавловск-Камчатский), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Сыктывкарского государственного университета (г. Сыктывкар), Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета, (г. Ухта, Республика Коми), ФГУП «ЦНИИгеолнеруд» (г. Казань), Филиала ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» (г. Тюмень), Филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск), Центрального научно-исследовательского института геологии нерудных полезных ископаемых (г. Казань), Югорского государственного университета (г.Ханты-Мансийск), Южно-Российского государственного технического университета (г. Новочеркасск), Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Юргинского технологического института-филиала Томского политехнического университета (г. Юрга), ОАО «Боровичского комбината огнеупоров» (г. Боровичи), Омского государственного технического университета (г. Омск), Амурского комплексного научно-исследовательского института ДВО РАН (г. Благовещенск), Нефтеюганского нефтегазового института (г. Нефтеюганск), Института Водных и экологических проблем СО РАН (г. Барнаул), ООО «ГеоКомпани» (г. Новосибирск), ООО «Геопрогноз» г. (Санкт-Петербург), ООО «ЗУМК- Инжиниринг», (г.Пермь), ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», (г.Красноярск), ЗАО «Промуглепроект», (г. Новокузнецк), ЗАО «Волгоград НИПИнефть», (г. Волгоград), Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск), ООО «ЭкоТех» (г. Томск), ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК (г. Томск), Томский государственный архитектурно-строительный университет (г. Томск), Национальный исследовательский Томский государственный университет (г. Томск), Институт химии нефти СО РАН (г. Томск), Томский университет управления и радиотехники (г.Томск), ГНУК Сибирский научно-исследовательский институт сельского хозяйства и торфа (г. Томск).

Работа симпозиума шла в течение четырех дней одновременно по 21 секции и «Круглому столу». Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходил по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники разведки полезных ископаемых, разработки и добычи, в том числе углеводородного сырья, включая космогеологические исследования и геоинформационные системы в геологии, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, по землеустройству, природоресурсному праву и экономике минерального сырья. Участвовали в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, нефтегазопромислового оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском и немецком языках, работала специальная секция.

XVII Международный симпозиум традиционно открыл проректор-директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ю. Дмитриев. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 21-го научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Научный уровень докладов очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Доложенные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так и экспериментальных исследований и имеют и важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. Многие доклады являются частью хозяйственных НИР, госбюджетных НИР, выполняемых по грантам, научным программам Российского, регионального и областного уровней, результаты многих научных работ могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии.

Авторы научных работ на XVII Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2013 продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В частности, при исследовании в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризированная геофизическая аппаратура, в том числе непосредственно разработанная участниками симпозиума. На секции были предложены разработки программных комплексов для интерпретации спутниковых геофизических данных, а также возможности применения морской гравиметрии при изучении шельфовой зоны, научные разработки по совершенствованию методики геофизических исследований и интерпретации геофизических данных при поисках и разведке рудных и нефтегазовых месторождений/ как наземными, так и скважинными методами. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, метод лазерного микроанализа и т.п. Интерес представляет доклад Л. С. Окс, ведущего научного сотрудника ООО «НК Роснефть» (г. Краснодар): «Применение комплексной интерпретации данных ГИС для определения литологической характеристики сложнопостроенных карбонатных коллекторов на примере одного из месторождений Тимано-Печорской провинции». В докладе представлены новые результаты геофизических исследований скважин в карбонатном разрезе и методика их интерпретации, позволяющая извлечь максимум информации. Интересен также доклад студента Института природных ресурсов ТПУ А. О. Расторгуевой: «Моделирование геологического разреза Герасимовского нефтеконденсатного месторождения по результатам геофизических исследований скважин», в котором автор представляет новые данные по петрофизике Герасимовского нефтеконденсатного месторождения, позволяющие совместно с данными ГИС составлять физико-геологические модели месторождений. Теоретический и практический интерес представляют и многие другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микронзондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные

исследования типохимизма минералов, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолюминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-П по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов, микротермометрический метод с использованием микрорентгеномикроанализатора TMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis, геохимико-биологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологическими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей, трехмерное моделирование, методы многомерной статистики, дешифрование космо – и аэрофотоснимков и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Авторами разработаны новые методики оценки перспективных рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также кварцевого сырья. В представленных докладах получены новые данные относительно минералогии уранового месторождения «Инкай», проведено фашиальное расчленение Бакчарского железорудного месторождения. Авторами даны новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов, перспективных на промышленную редкометалльную минерализацию. В части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. В другой части докладов приведены способы дегазации метана в угольных шахтах, что снижает возможность риска аварийных ситуаций в шахтах Кузбасса. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значительным количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Большой интерес вызвал доклад А.И. Ялышевой, научного сотрудника Института геологии и геохимии им. Академика А.Н. Заварицкого УрО РАН (г. Екатеринбург): «Постседиментационные (хемогенные) микротекстуры кластогенного кварца рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория (Южный Урал)». В докладе представлены новые уникальные результаты исследования микротекстур кластогенного кварца архейских пород фундамента с помощью современного метода анализа (электронная микроскопия). Показано, что различные виды постседиментационных микротекстур кластогенного кварца из рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория в основном представлены различными видами элементов растворения под давлением, коррозии зерен и новообразованиями из аморфного и крипнокристаллического кремнезема. В большинстве случаев «седиментационный сигнал» в виде элементов микроморфологии зерен не сохранился или достаточно искажен процессами эпигенеза. В целом, для целей установления особенностей постседиментационных трансформаций песчаников наблюдаемые микротекстуры выполняют важную роль. Интерес также представляет доклад Т.А. Чикишевой, магистранта Иркутского государственного университета: «Минералогический анализ рыхлых отложений при поисках коренных источников платиноидов на массиве Кондер». В докладе представлены результаты минералогического анализа шлихов из россыпей массива Кондер. Показано, что минералогический анализ позволяет выделить как интенсивно окатанную платину размерностью от 1...2 до -0,1 мм, так и весьма близкую по морфологии, цвету и выделениям платине из коренного залегания. Это свидетельствует о том, что в россыпи кольца платиноиды присутствуют из близко расположенных коренных источников. Минералогический анализ позволяет установить крупность исследуемых зерен, что необходимо учитывать при поисках и разработке дальнейшей схемы обогащения, а также определить содержания шливовой платины в объеме породы. Научную новизну несет научная работа А. А. Мячина, студента Национального исследовательского государственного университета: «Оценка состава и процессов образования руд Зареченского месторождения методами многомерной прикладной статистики». В докладе представлены данные многомерных статистических методов, которые решают проблему разграничения типов руд любых месторождений, что является необходимым для технологических схем обогащения и переработки руды в целом. Интересен доклад М.

А. Рудмина, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, на тему: «Фациальные особенности рудовмещающих горизонтов Бакчарского железорудного месторождения». В докладе представлены результаты детального фациального анализа в масштабе месторождения при помощи интерпретации стратиграфических колонок в комплексе с макро- и микроскопическим исследованием. Научную новизну и немалый интерес несут и многие другие доклады на 2 и 3 секциях по данным направлениям.

При гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях были применены методы и методики гидродинамического и гидрогеохимического моделирования, основанные на использовании компьютерных технологий, а также современные методы изучения ВРОВ (хромато-масс-спектрометрия) и исследования вод, применено более совершенное оборудование для исследований геологической среды (применение МРЗ-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалитметрический метод при оценке климато-куртологического потенциала и факторов инженерно-геологических исследований, проведено моделирование уплотнения грунтов в основании сооружения с использованием новейших программных продуктов, использование метода многофакторного корреляционного анализа для прогноза оседания земной поверхности, изучены вопросы экспериментальной микробиологии, использованы новейшие программные продукты для решения задач моделирования (Abagus, Plaxis, комплекс геофизических программ для решения вопросов гидрогеологии), квалитметрический метод и его применение для оценки факторов инженерно-геологических условий, ротационная динамика как природный фактор формирования гидродинамического режима понтического водоносного горизонта, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, атомно – эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, атомно-адсорбционный анализ, инструментальный нейтронно-активационный анализ и др. Научную и практическую значимость, в частности, представляет доклад Е.С. Сидкиной, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Химический состав подземных вод и рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна».

Научную и практическую значимость представляет, в частности, доклад З.В. Чернышовой, аспиранта Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета: «Ведущая роль рифтогенеза в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона». В докладе охарактеризованы выполняемые исследования, которые продолжают развитие представлений о главной роли рифтогенеза и сопровождающих его процессов в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона. Это, прежде всего, ярко выражено в специфике геологических структур (разломы, впадины, горное обрамление), где происходит подъем эндогенных флюидов, генерация рифтогенных вод и их смешение с атмосферными, насыщение микрокомпонентами и газами различного генезиса и, как следствие, формирование природных вод с широким спектром химического состава и температурного режима. При этом обращает внимание устойчивая во времени пресноводность как в целом гидросферы Байкальского региона, так и жемчужины планеты – озера Байкал. Интересен также доклад С.А. Лагуновой, студента Забайкальского государственного университета (г. Чита): «Мерзлотно-гидрогеологические условия Хиагдинского месторождения урана (Республика Бурятия)». Анализ геоэкологических условий Хиагдинского месторождения урана указывает на необходимость организации объектного мониторинга подземных вод. Добыча урана методом подземного выщелачивания сопровождается накоплением загрязняющих веществ в продуктивном горизонте. В подземной гидросфере загрязняющие вещества мигрируют с подземными водами и могут попадать в водоносные горизонты, используемые для водоснабжения. Снижение экологического риска делает актуальной задачу контроля распространения загрязняющих веществ в подземных водах. Мониторинг подземных вод проводится с целью наблюдений за гидрогеологическими, гидрохимическими и иными показателями состояния подземных вод, выявления негативных процессов, оценки и прогнозирования их изменения, предотвращения их вредных последствий и определения эффективности мероприятий, направленных на рациональное использование и охрану подземных вод. Интерес вызвал также доклад В. В. Малыгиной, М. Г. Камбалиной (Институт природных ресурсов ТПУ): «Распространенность кремния в природных водах Томского района». Доклад отличался проведением собственных экспериментов в лабораторных условиях с целью выявления форм нахождения кремния в природных водах в зависимости от среды исследуемых вод. Содержание кремния в образцах природных вод определяли методом атомно-абсорбционной спектрометрии (ААС) [1]. Данную методику определения концентрации кремния разработали сотрудники ПНИЛ гидрогеохимии НОЦ «Вода» ТПУ. Предложенная методика позволяет определять все формы кремния, т.е. общий кремний, это достигается благодаря высоким значениям температур (порядка 3000°C) на стадиях (пиролиз и атомизация) процесса измерения. Для определения формы нахождения кремния использовался метод мембранного разделения, основанный на разделении частиц по размеру. В коллоидной форме находится не более 10 % кремния. Подавляющая форма кремния находится в истинно растворенной форме, о чем свидетельствует сопоставление содержания кремния после диализа с валовым содержанием. Практическую значимость имеет доклад Хэ Чунью (Институт природных ресурсов ТПУ): «Химический состав подземных вод бассейна Датун провинции Шанси (Китай)». Автором обсуждалась весьма актуальная проблема, связанная с наличием в природных водах изучаемой провинции высоких концентраций мышьяка, значительно ухудшающего здоровье населения. Установлено, что по химическому типу воды преимущественно сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные магниево-натриевые. В рассматриваемых водах отмечаются высокие концентрации мышьяка, что отражает специфику рассматриваемого региона. Повышенное содержание мышьяка в подземных водах является весьма серьезной проблемой для населения, использующего эту воду в питьевых целях. В этих районах необходимо

проводить детальное исследование распределения мышьяка и выявление очагов загрязнения. Интересны и другие доклады по данному направлению.

При исследованиях в области геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберге и других современных программных материалов (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия, ртутная порометрия и др. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогеохимических условий развития осадочных отложений, методы - термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Припятской, Прикаспийской, Волго-Уральской, акватории северных морей и других нефтегазоносных провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий – востока Томской области, акваторий северных морей, в том числе Арктического шельфа (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых) и глубоководных горизонтов Западной Сибири. В данном направлении интерес представляет доклад Г. А. Алексашовой, аспиранта Института проблем нефти и газа РАН (г. Новосибирск): «Особенности литологического строения Чайкинского поднятия, приуроченного к юго-восточному склону Непско-Ботубобинской антеклизы». В докладе представлены новые результаты исследования геологического строения, литологических особенностей и локализация зон вендского и рифейского нефтегазоаккумуляции на Чайкинском поднятии. Интересен также доклад В.И. Речинской, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Мощность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы как основной критерий оценки перспектив возникновения месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического типа». В докладе представлены новые данные о строении зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений, выделены зоны метасоматической проработки и трещинообразования, выделен новый тип коллекторов трещинно-метасоматического типа в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы. Научную и практическую новизну несет доклад В. А. Колесова, аспиранта и студента А. С. Крикотина (Сибирский федеральный университет, г. Красноярск): «Расчет коэффициента водонасыщенности и индекса смачиваемости пород с использованием данных ртутной порометрии». Интерес слушателей вызвал доклад аспиранта Ивано – Франковского Национального технического университета нефти и газа (Украина) В. С. Бондарчука «Перспективы поисков и разведки газа из нетрадиционных коллекторов нижнего мела Западно – Украинского битумно – нефтегазоносного региона». Интересен также доклад С. Н. Попова, к.г.-м.н., старшего научного сотрудника Института проблем нефти и газа РАН (г. Москва): «Геохимические и геомеханические эффекты, возникающие при взаимодействии пластовых и нагнетаемых вод с трещиноватыми карбонатными коллекторами». В данном научном направлении было много актуальных интересных и практически значимых сообщений.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС-технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использованы кластерный метод, палеонтологические, математические, а также классические методы исследований, методы электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), нейтронно-активационный анализ, метод люминесцентной микроскопии для изучения органического вещества, анализ аэрофотоснимков и космоснимков. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. В работах использованы новейшие методы исследования веществ пород на современной инструментальной базе СО РАН и Мюнстерского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений и т.д. В частности, интерес представляет одна из лучших работ – работа инженера А. А. Горбатова «Уточнение обстановок седиментации для корреляции разрезов скважин (на примере группы пластов АС юго-западной части Сургутского свода)» (ОАО «Томск НИПИ нефть»). В докладе дана собственная оригинальная и разрабатываемая в настоящее время методика выделения субобстановок формирования терригенных осадков в ключе нового их понимания и более детального расчленения. Данный подход позволяет по новому заняться решением проблем стратификации нефтегазоносных «немых» толщ в районах Западной Сибири. Интересен также доклад Д. Г. Маликова, аспиранта Томского государственного университета: «Экосистемный анализ позднеллейстоценовой тереофауны комплекса месторождений у с. Новоселово (Красноярского края)». Интерес вызвал также доклад студента Томского государственного университета А. А. Журавлевой, Е. М. Семенова «Распределение структурно – вещественных комплексов пород при столкновении и сдвигании тектонических плит (на примере Магистрально – Николаевского траверса

Татарского антиклинория Енисейского кряжа)». О первых находках автором пластовых строматитов STRATIFERA SP в карбонатно – терригенных отложениях каруярвинской свиты полуострова «Средний» (северное побережье Кольского полуострова), доложил Ю. В. Михайленко (Ухтинский государственный технический университет). Интересны и многие другие доклады.

В секции «Космогеологические исследования. Методы, результаты перспективы» представлены доклады актуально ориентированные на решения научных и практических проблем в области геологии, геохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды с использованием современных методов анализа данных дистанционного зондирования Земли. В представленных докладах отражены разработанные, собственно самими авторами, новые методы оценки экологического состояния территорий, динамических режимов горных массивов соляных рудников, методов прогноза рудных полезных ископаемых и поисков месторождений нефти и газа.

Авторы для решения задач в процессе исследования использовали современные методы: статистический анализ напряженного состояния горных массивов, линеаментный анализ, методы улучшения, классификации и дискретизации растворовых изображений. Из представленных докладов интересен доклад А.Ю. Симоновой, инженера технического отдела ООО «ЗУМК-Инжиниринг» (г. Пермь): «Взаимосвязь газодинамических явлений в калийных рудниках с космогеологическими факторами», в котором представлены данные и четко прослежена взаимосвязь газодинамических явлений с космогеологическими факторами. Интерес представляют также исследования Д.Н. Буретековой, инженера Института ноосферы Национального Центра космических исследований и технологий Казахстана (г. Алматы): «Использование данных дистанционного зондирования Земли для поисков месторождений углеводородов». Интересен также доклад Д.А. Черданцевой, студента ИПР Томского политехнического университета: «Космогеологические структуры Казанской площади (юго-восток Нюгольской впадины)». В докладе Н.Ф. Столбовой, доцента ИПР ТПУ, С.Н. Аксенова, студента Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Ванкорский метеорит и его загадка» описан найденный авторами метеорит в керне осадочных пород на глубине 1001 м, на границе верхнего и нижнего отделов меловой системы, с возрастом отложений 97 млн. лет назад. Изучение минералогического состава, а также элементов-примесей подтвердило его неземное происхождение. Установлено, что он относится к подклассу углистых хондритов и что происхождение его связано с кометами или поясом астероидов.

В ряде докладов студентов на данной секции представлена история рождения и развития космонавтики, в том числе показана роль русских и советских ученых, а также рассказано о вкладе ученых Томского политехнического университета в развитии космонавтики, космической техники, в изучении и освоении космоса. Интересно рассказано о роли космических исследований в разных научных направлениях, в том числе о значимости сегодня их в геологии.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность их состоит в решении научных и практических проблем в области землеустройства, геодезии, картографии, геоэкологии, рационального использования и охраны земельных ресурсов. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Они отражают результаты оценки состояния земельных ресурсов на основе изучения природных сред и предложены рекомендации по природоохранным мероприятиям. Значительная часть докладов посвящена проведению землеустроительных работ в пределах урбанизированных территорий, в районах добычи полезных ископаемых, при создании особых экономических зон развития туризма. Часть докладов посвящена становлению земельно-имущественных отношений и их значению при ведении землеустроительных работ. Достоверность полученных результатов основана на использовании информации, представленной государственными структурами и на применении современных методов анализа. В 2013 г. работу секции открыл пленарный доклад профессора Латвийского сельскохозяйственного университета В.З. Башмане (Латвия), которая охватила ситуацию в землеустройстве в странах Балтии. Пленарный доклад профессора Института природных ресурсов ТПУ О.А. Пасько охарактеризовал историю и перспективы развития землеустройства в России. Практически все доклады участников вызвали активное обсуждение. Выступающим задавали не менее десятка вопросов и предложений, что позволяло с разных сторон обсудить проблему и увидеть перспективы исследований. Один из наиболее интересных докладов по данному направлению является доклад А.В. Алферовой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Тенденции изменения земель сельскохозяйственного назначения в Томской области». Интересны также доклады Д.Д. Федотовой, Л.В. Бабинович, студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Проект развития территории с особым режимом использования»; М.С. Гороховой студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Эффективность информационного обеспечения кадастра особо охраняемых территорий», доклад Е.Д. Авдеевой, магистранта Омского государственного аграрного университета: «Анализ инвестиционной деятельности по организации использования земельных участков в условиях рыночной экономики», а также доклад Н.С. Бобровича, студента Белорусской сельскохозяйственной академии (Беларусь): «Опыт государственного регулирования рынка земли в Республике Беларусь» и доклад Б.В. Летягиной, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Новые подходы к мониторингу особо охраняемых территорий». Интересны и многие другие доклады на данной секции.

В области проблем разработки нефтяных и газовых месторождений использованы методы повышения эффективности работ. В частности, использованы новейшие современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного

гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений ECLIPSE 100, GeoQuest, Petrel, Temp Test, MS Office, Pipl-Sim; математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием. Авторами применен новый метод обезвоживания нефти, основанный на использовании электрического поля в технологических установках подготовки нефти, а также оригинальный способ решения проблем замерзания перепускных клапанов при механизированных способах эксплуатации нефтяных скважин. Использован оригинальный способ и технические устройства высокообводных скважин, оригинальный метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем, применен вибрационный метод для измерения свойств нефтяных систем в области водонефтяного контакта, метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, волоконно-оптического геотехнического мониторинга и др. Молодыми учеными использованы современные методы математического моделирования процессов движения жидкости и газа в пласте, проведено решение теоретических задач по оптимизации процессов фильтрации и повышению точности гидродинамических исследований скважин, также использованы современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участниками симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности, рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Молодыми учеными использованы новые методы экспериментальных исследований процессов отложения неорганических солей и подбора ингибиторов для борьбы с этим явлением, а также оригинальные способы и техническое устройство для получения оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) увеличение нефтеотдачи пластов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроперфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов; 2) проблемы адаптации гидродинамических моделей к реальным характеристикам конкретных залежей и месторождений; 3) новые технологии и технические решения по совершенствованию скважинной добычи нефти (зарезка боковых стволов, управляемое бурение горизонтальных скважин, совместная разработка двух объектов и др.); 4) проблемы повышения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокompозитных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокompозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. В одном из лучших докладов Горшкова А.М., аспиранта ИПР ТПУ отмечается, что в зависимости от состава и внешних условий нефть можно рассматривать как дисперсную систему или молекулярный раствор. Термодинамический анализ фазообразования в дисперсных системах показывает, что изменение размеров ассоциатов под действием различных факторов оказывает влияние на физико-химические свойства дисперсных систем. Таким образом, появляется новая независимая переменная – дисперсность, которая обратно пропорциональна размеру частиц, изменение которой характеризует важнейшие свойства коллоидно-дисперсных систем. Прямые измерения размеров ассоциатов в ультрамикрорегетерогенных и микрогетерогенных системах практически отсутствуют. Использование для этого методов обычной оптической спектроскопии затруднено из-за низкого разрешения приборов. Для разрешения этой проблемы предложено использовать метод спектроскопии оптического смещения – метод фотонной корреляционной спектроскопии. Цель работы – разработка методики определения размеров частиц в модельных дисперсных системах (золь гидрата окиси железа и золь серы) на приборе PhotoCor Complex, с дальнейшим определением размеров ассоциатов асфальтенов в нефти. Участниками симпозиума предложена новая методика подготовки проб осадочных пород с использованием процесса седиментации, волоконно-оптическая система геотехнического мониторинга, метод спектрометрического импульсного, нейтронного, гамма-каротажа и др. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые модели интерпретации данных

гидродинамических исследований скважин, новые экспериментальные методики проведения лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и новые методики расчетов для подбора оборудования для эксплуатации скважин. Все вышеизложенное позволяет выработать рекомендации по созданию оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений и мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин. Одним из интересных докладов является доклад П.С. Дозморова, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Методика обработки данных косвенных измерений гранулометрического состава осадочных горных пород». В работе используется один из подходов применения метода Розина – Раммлера – Беннета путем преобразования получаемой информации в аппаратной части с целью создания алгоритма для машинной обработки данных о гранулометрическом составе горных пород. Среди студенческих работ наиболее интересными является доклад М.С. Большакова, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета доклад на тему: «О явлении теплового удара в установке электроцентробежного насоса». В докладе представлен детальный анализ влияния солейотложений на тепловое состояние погружного электродвигателя (ПЭД) в составе установки электроцентробежного насоса при эксплуатации в скважине и сделаны попытки устранения дефектов в скважине с целью безаварийной работы. Интересны и многие другие доклады по данному направлению.

В области исследования бурения нефтяных и газовых скважин и технологии и техники разведки МПИ применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажных растворах, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные адгезионные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдачей информации на компьютер, а также методика регистрации импульсного релаксационного тока, возбуждаемого на границе горная порода–режущий инструмент и др. Молодые исследователи широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств таких, как «Автокад», «Компас», программы расчета прочности изделий методом конечных элементов «Ansys», программы статистического анализа результатов применения новых образцов буровой техники, например «Statistica». В лабораторных исследованиях свойств различных материалов использовались комплексы современного аналитического оборудования, например, комплекс контроля свойств буровых растворов «OFITE». Для контроля процессов электризации породы на контакте с породоразрушающим инструментом при бурении скважин применялся разработанный в ТПУ новый метод записи электрических токов, протекающих через бурильную колонну. Студенты ТПУ спроектировали и создали лабораторную установку с компьютеризированным измерительным комплексом. Студентами кафедры бурения ИПР ТПУ подготовлен и продемонстрирован лабораторный стенд для проверки и отработки нового способа бурения – гидро-мониторно-абразивного с применением гидромониторного долота эжекторного типа. Ими разработаны также уникальные методики и лабораторные установки и стенды, например, установка, позволяющая оценивать влияние различных технологических жидкостей, используемых для бурения и крепления скважин, на проницаемость пласта в условиях, соответствующих условиям залегания продуктивных пластов нефтегазовых скважин и уникальный стенд для гидроабразивного бурения с циркуляцией в призабойной зоне абразивного порошка рэлита. Значительная часть представленных докладов по данному направлению ориентирована на разработку, либо усовершенствование буровых технических средств с использованием оригинальных идей, в большинстве своем не имеющих аналогов в буровой практике. Так, необходимо отметить разработанную студентами компьютерную программу для расчетов в буровой механике. В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель.

Большой интерес вызвал доклад аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета А.В. Епихина. Его доклад посвящен оценке влияния расхода промывочной жидкости на релаксационные токи, генерируемые при разрушении горных пород бурением. В работе основываясь на результатах исследования электризации твердых тел при их механическом нагружении, он изучил возможность извлечения полезного сигнала, который генерирует на забое скважины при механическом разрушении горных пород, и, интерпретируя его, можно получить информацию о разрушении пород, работе породоразрушающего инструмента, влияние на эффективность разрушения используемой промывочной жидкостью. Весьма интересный доклад, посвященный тампонажным растворам для горизонтальных скважин в условиях аномальных пластовых давлениях, представили студенты Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе Т.А. Чумакова и Ю.Ю. Иванов. В докладе предложена методика расчета параметров тампонажных растворов с обоснованием целесообразного применения ее при выборе состава и свойств тампонажных растворов при бурении, вскрытии, освоении углеводородных коллекторов. Доклад, посвященный теме – облегченные тампонажные растворы на основе вермикулита – представил студент Национального исследовательского Томского политехнического университета В.М. Горбенко. В результате исследования автором разработан тампонажный раствор, обладающий значительно меньшей усадкой цементного камня в сравнении с ПЦТ-1-G и РТМ-75, подобран оптимальный состав облегченного тампонажного раствора на основе вермикулита. Инженеры А.Н. Балацкий и А.П. Шленчак (ОАО «ТомскНИПИнефть») представили интересный доклад о том, что впервые для месторождения Западной Сибири в лаборатории физики пласта ОАА «ТомскНИПИнефть» были представлены исследования влияния буровых растворов на коллекторские свойства пласта, которые показали весьма негативное влияние, связанное с

колматацией зерна, набуханием глинистой составляющей образцов в результате взаимодействия с водой. Развернутые доклады, посвященные особенностям техники и технологиям современного морского бурения, а также проблемам и методам их решения при сооружении скважин на шельфовой зоне представил студент Национального исследовательского Томского политехнического университета Д.И. Новосельцев, в которых он проанализировал технологические процессы, связанные с сооружением скважин в шельфовой зоне. Выделяется также доклад магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета П.П. Павлова, в котором были изложены результаты подобранного состава коррозионностойкого тампонажного материала для низких и нормальных температур с целью перекрытия магниевых соляных залежей на основе тампонажного портландцемента ПЦТ 1-50 и добавок техногенного происхождения. Интересен доклад Б.В. Григорьева, аспиранта Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова (г. Якутск): «О совершенствовании алмазной коронки для бурения с продувкой сжатым воздухом в условиях месторождений Якутии». Работа выполнена на высоком методическом уровне. Идея работы основана на хорошем анализе ранее выполненных работ по данному направлению, большом объеме экспериментальных исследований, проведенных автором, и опытных проверок в производственных условиях.

Доклады участников симпозиума по данному научному направлению выполнены на высоком современном уровне. Актуальность работ заключается в решении научных и практических проблем в области бурения скважин, применение новых технологий и рецептур тампонажных растворов, промывочных жидкостей. Достоверность всех полученных результатов подтверждается экспериментально с применением современных методов испытания в лаборатории буровых растворов кафедры. Научную и практическую значимость имеют доклады и других участников секции.

При рассмотрении вопросов по совершенствованию нефтегазопромыслового оборудования участниками симпозиума предложено применение ударно-волновой технологии в малодебитных и рентабельных скважинах; использование новейших информационных технологий для создания поисковой системы нефтегазопромыслового оборудования; применение кислотной обработки коллектора с использованием установки с гибкими трубами, что должно привести к интенсификации и увеличению притока нефти; показана уникальность и эффективность использования торцевых уплотнителей центробежных насосов и т.д.; были продемонстрированы результаты экспериментов по внедрению ударно-импульсной технологии воздействия на продуктивную зону нефтегазового пласта, что вдвое повышает нефтеотдачу; предложена оригинальная методика определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методами эхометрии; авторами была продемонстрирована модель учета, контроля и анализа надежности подземного оборудования эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, которая позволит оперативно управлять технологическим процессом и снизить себестоимость добычи нефти; участниками симпозиума предложена новая технология селективного гидроразрыва продуктивных пластов с применением гибких непрерывных труб и т.д. и т.п. Доклады выполнены на высоком уровне. Актуальность состоит в решении современных научных и практических проблем в области нефтепромыслового оборудования. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну (более половины). Например, в работе Донг Ван Хоанг, студента Института международного образования и языковой коммуникации Национального исследовательского Томского политехнического университета, рассматриваются новые конструкции приводов отечественного производства, для шаровых кранов магистральных газопроводов. Приводятся сравнительные характеристики различных типов приводов, подробно рассматриваются их достоинства и недостатки. В работе Я.Е. Шефер, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, рассматриваются современные технические средства ликвидации аварийных разливов нефти на акваториях при механическом сборе. Приведен подробный анализ эффективности методов сбора нефти и нефтепродуктов, а также способы локализации и ликвидации разливов нефти. Указаны параметры, учитываемые при выборе оборудования используемого для ликвидации последствий аварий. В докладе А.Н. Чехлова, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, приведены методы и материалы для повышения коррозионной стойкости обсадных и насосно-компрессорных труб. Подробно рассмотрены причины и существующие методы борьбы с коррозией. Интересны и многие другие доклады.

По направлению «Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «Центрсибнефтепровод», ОАО «АК «Транснефть». Научные идеи и инженерные методики расчетов представленных докладов позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, микроструктурный анализ, потенциометрия, метод спектрального разложения Фурье, часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушений нефтегазопроводов – коррозионное растрескивание со стороны внешней катоднозащитной поверхности. Проведен анализ методов обнаружения, диагностики и прогнозирования расслоения стенок труб нефтегазопроводов в процессе их эксплуатации, удалось смоделировать напряженно-деформационное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSYS® Workbench Simulation, рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. В представленных докладах отражены разработанные авторами

методики для оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению. Так, в работе А.В. Ермолаевой, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, обоснована необходимость внедрения и разработки программного приложения для паспортизации узлов измерений расхода газа. В результате предложена необходимость связать две базы данных «Инфотех» и «УОРО МИКС» и разработать программные приложения для построения структурной и аксонометрической схем. В работе А.А. Околот, Р.Р. Якупова, студентов Самарского государственного технического университета, предлагается конструкция фундамента резервуара повышенной надежности, основными положительными особенностями которого являются: повышение устойчивости резервуара и снижение неравномерных осадок за счет улучшения деформационных характеристик грунта и особой конструкции днища. В работе Я.Ю. Евдокимовой, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, проведен расчет осадки торфяного основания для нефтепроводов большого диаметра. Благодаря полученным результатам, появилась возможность точного расчета осадки основания под нагрузкой. Научные и практическое значение имеют и другие доклады данной секции.

На секции горного дела молодыми учеными предложен оригинальный способ защиты от разрушения гидравлической крепи при воздействии горных ударов. В одной из научных работ дана новая методика расчета устройства, основанного на использовании инерционных сил, действующих на верхнюю часть крепи. Предложенный способ не имеет отечественных и мировых аналогов. Молодыми учеными также разработана оптимальная кинематика элементов винтопроходческих комплексов, позволяющая разрушать породу на забое с минимальными затратами энергии, даны расчеты анкерного крепления при проходке горно-разведочных выработок, составлены и решены уравнения, на основе которых предложен оптимальный вариант кровли и блоков горной выработки одной из шахт Кузбасса; рассмотрены способы, позволяющие избавиться от вредного воздействия момента, изгибающего штангу при бурении шпуров и скважин, что позволяет повысить в несколько раз усталостную выносливость инструмента и т.д. В научных работах по горному делу широко использовались методы имитационного и экономико-математического моделирования, методы планирования экспериментов, статистические методы обработки результатов экспериментов и аналитические исследования и т.п. Молодыми учеными проводились исследования, такие как изучение напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управления мобильными (самоходными) машинами, опыт внедрения развитых систем автоматизации техники (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются сегодня элементы микроэлектроники. И это отражено в докладах молодых исследователей. Доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Доложены результаты теоретических и практических основ прогрессивной многозабойной технологии проведения горно-разведочных выработок при детальной и эксплуатационной разведке, базирующихся на выявленных закономерностях между основными организационно-технологическими параметрами многозабойного метода проходки с использованием современных технических средств и передовых форм организации труда. Расширены результаты и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири. Часть докладов посвящена анализу и изучению оборудования для переработки торфяного сырья, определению прочностных и деформационных свойств соляных пород, исследованию работы рабочих колес крупных шахтных осевых вентиляторов. Достоверность полученных результатов подтверждается значительным количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа. В частности, интерес представляет доклад А.О. Шигина, доцента Сибирского Федерального университета: «Сравнительный анализ эффективности работы станков шарошечного бурения». В докладе представлены целесообразность применения зарубежных буровых станков с дизельным приводом и отечественных, при бурении пород разных категорий. Проведен анализ более эффективного применения отечественных буровых станков адаптивного вращательно-подающего механизма, что позволило вывести отечественные станки на более высокие позиции на российском и мировом рынке. Интересен также доклад Д.Ю. Седнева, аспиранта Пермского национального исследовательского политехнического университета: «Регулирование теплопроизводительности калориферных установок с целью исключения возможности возникновения «воздушных пробок» в воздухоподающих стволах». В докладе представлены способы снижения естественной тяги, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения с калориферным каналом и калориферной установкой. Подобный способ расположения калориферной установки не требует строительства калориферного канала, в результате чего исключается возможность возникновения тепловой депрессии, действующей между воздухоподающим стволом на участке от устья до точки пересечения с калориферным каналом, и калориферной установкой. Проведен анализ теплопроизводительности калориферных установок, который позволяет управлять тепловыми депрессиями между стволами шахт (рудников), а с установкой теплообменников в стенах надшахтного здания, сводится к минимуму вероятность возникновения «воздушной пробки» в одном из воздухоподающих стволов горного предприятия. Из студенческих докладов интерес вызывает доклад С.А. Асонова, студента Пермского национального исследовательского политехнического университета: «Состояние приводов исполнительных органов комбайнов «Урал-20Р». В докладе представлены исследования значений и характера нагрузок на приводы и трансмиссии исполнительных органов комбайнов «Урал» с целью определения возможности оценки технического состояния их элементов, проведенное сотрудниками кафедры горных и нефтепромысловых машин

Пермского национального исследовательского политехнического университета совместно со специалистами ООО «Региональный канатный центр» (г. Пермь). Автором приведен анализ контроля технического состояния комбайна посредством анализа записей токов, напряжений и активных мощностей приводов, который в отличие от других способов диагностики информативен, просто реализуем, позволяет осуществлять контроль на работающей в установившемся режиме добычной машине. Непрерывная запись активных мощностей приводов обеспечивает реализацию рациональных режимов работы, прогнозирование ресурса комбайна и позволяет минимизировать количество внезапных отказов, снизить число простоев добычных машин вследствие аварийных ремонтов. Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

На секции «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидрогазодинамики, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2013 г. работу секции открыл пленарными докладами д. ф.-м. н., профессор Института природных ресурсов Томского политехнического университета С.Н. Харламов и представители Великобритании: профессор С. Маклорум (Университет Шеффилда) и профессор М. Кирейтсоу (Кембриджский университет): «Оптимальное управление аэро- и гидродинамическими процессами отрыва, присоединения вихрей, сепарации и фильтрации смесей в элементах промышленных систем: альтернативные методы». Профессор Харламов С. Н., открывая секцию, подробно осветил современные информационные технологии и ресурсоэффективные модели в решении задач энергосбережения и транспорта вязких сред: историю, достижения и перспективы. В представленных докладах участников отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического, компьютерного моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в гомогенных и гетерогенных средах в условиях наличия и отсутствия действия внешних сил (закрутка, магнитных полей, сил тяжести и т.д.), экспериментального исследования движений сложных сред в трубопроводах. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения интегральных параметров (сопротивления и тепломассопереноса) в инертных и химически реагирующих потоках жидкостей, анализу структуры движения фаз. В другой части докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных анизотропных потоков. Приведены подходы к математическому моделированию процесса транспорта высоковязких неньютоновских жидкостей, что особенно актуально в свете эксплуатации новых месторождений высоковязких нефтей с уникальными реологическими свойствами, а также месторождений в районах Крайнего Севера. Все вышеизложенное позволяет эффективно моделировать и изучать динамику процессов транспорта углеводородного сырья, а также закладывать основные положения при проектировании оборудования по подготовке нефти и газа к транспортировке. Достоверность всех полученных результатов подтверждается использованием современных методов математического моделирования, а также высоким качеством используемых программных продуктов. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах. В процессе исследований молодыми учеными были использованы новейшие методы и методики такие как: моделирование течений смесей в рамках подходов – RANS, LES и Hybrid models, visualization, LDV Systems, photo-video technics; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. В процессе исследования авторами использованы современные сведения по комплексному физико-математическому моделированию процессов переноса импульса, тепла и массы в реологически сложных системах, основанных на привлечении феноменологической и статистической теорий турбулентности, данных бесконтактных средств регистрации изменений пульсационных полей скорости, температуры и концентрации как в гомогенных, так и в гетерогенных средах. В численных исследованиях сложных процессов течения и тепломассообмена в трубопроводах выделяются эффективные и быстродействующие алгоритмы со сквозным расчетом характеристик течения непосредственно со стенки, включая ламинарный подслой и буферную зону. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающихся на полные дифференциальные уравнения Лоя компонент для полного тензора напряжений Рейнольдса, удельных скалярных потоков тепла и массы. Все методики оригинальны и до настоящего времени редко используются в практике прикладных расчетов гидродинамики и тепломассообмена из-за слабой апробированности на технических системах. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике. Одной из наиболее интересных работ является доклад В.В. Зайковского, аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Численное моделирование процессов электромагнитного разделения водонефтяных эмульсий». В докладе представлены новые уникальные результаты численного моделирования поля скорости водонефтяной эмульсии при совместном действии электромагнитных полей различных частот. Из студенческих работ интересен доклад А.В. Малоземова, магистранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета: «Численное моделирование гидродинамики двухфазного потока в трубах». В докладе представлены уникальные данные по моделированию гидродинамики в многофазных средах. Впервые систематизированы данные по гидродинамике в жидкостно-жидкостных реологически сложных потоках.

Предсказаны динамика и эволюция процессов переноса импульса, массы во внутренних потоках при устойчивых и переходных режимах течения. Также интересен доклад А.С. Горбунова, Е.С. Бармаевой, О.А. Корнеевой, студентов Самарского государственного технологического университета: «Краевая задача математического моделирования процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». В докладе в рамках физико-математического моделирования процессов трубопроводного транспорта детально исследованы механизмы возникновения аварийных ситуаций на объектах ТЭК. Высказаны предположения к прогнозу катастроф и оптимизации режимов функционирования систем и узлов, обеспечивающих управление транспортом природного сырья. Научную новизну несут доклады аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета Р.Е. Терещенко: «Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязких неньютоновских жидкостей по трубопроводам» и доклад аспиранта Института природных ресурсов Томского политехнического университета С.А. Павлова: «Закономерности гидродинамики в жидкостно-жидкостных потоках в трубах». Интересны, особенно в теоретическом плане, многие другие доклады по данному направлению.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы: современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР 13С, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР 13С, 1Н, ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, метод термодесорбции и др. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения 2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ; 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства саж и технического углерода, 2-этилгексановой кислоты для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромышленной отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области цеолитного катализа и его применения в нефти - и газохимии, рационального природопользования, особенно легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов, эффективного использования побочных продуктов пиролиза для синтеза нефтеполимерных смол. В представленных докладах рассмотрены результаты исследований по физико-химическим свойствам различных модифицированных микропористых цеолитных катализаторов типа ZSM-5, а также процессов переработки легкого углеводородного сырья: природного и попутного нефтяного газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины, что имеет не только научное, но и большое прикладное значение, особенно для нефте- и газодобывающих регионов для решения экологических проблем, охраны окружающей среды и их комплексного развития. Впервые проведены исследования по превращению прямогонных бензинов и попутных нефтяных газов C_3 - C_4 на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополисидами Mo и W. Показано, что введение гетерополисидами Mo и W приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из газового конденсата и ароматических углеводородов из газообразных насыщенных углеводородов. Рассмотрены технико-экономические показатели этих новых процессов и показана перспективность их практического применения. Другая часть докладов была посвящена новым способам и процессам использования жидких продуктов термического пиролиза углеводородных фракций и получению на их основе новых эффективных нефтеполимерных смол. Показано, что модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексом

электрогенерированных окислителей позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. В ряде докладов приведены новые альтернативные способы переработки различных видов сырья: биоспиртов, биомасел и других углеводов, синтетические моторные топлива и другие ценные продукты (Институт технической химии Технического университета г. Дрезден, Германия). В некоторых докладах представлены новые данные по исследованию состава тяжелых фракций нефти, по превращению высокомолекулярных компонентов природного битума (Институт химии нефти СО РАН, г. Томск), а также по созданию новых эффективных пленкообразующих материалов на основе нефтеполимерных смол (Институт природных ресурсов Томского политехнического университета). Все вышеизложенное позволяет более квалифицированно разрабатывать рекомендации по рациональному использованию природных углеводородных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается большим количеством полученного экспериментального материала с использованием новейших физико-химических методов анализа. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад В.В. Хасанова и Е.Н. Колобовой, аспирантов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Конверсия легких углеводов C_2-C_4 попутных нефтяных газов в арены на цеолитсодержащих катализаторах». В докладе представлены новые результаты исследования процесса переработки попутных нефтяных газов в жидкие углеводороды на новых эффективных модифицированных наноструктурированных цеолитных катализаторах, изученных с помощью современных методов анализа цеолитных катализаторов (рентгенофазовый анализ, ИК-спектроскопия, электронная микроскопия и адсорбционные и каталитические методы). Из других докладов лучшим является доклад А.М. Хомяковой, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, и А.М. Карповой, студентки Национального исследовательского Томского государственного университета: «Каталитические и физико-химические свойства цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС вольфрамового ряда, для процесса конверсии прямогонных бензиновых фракций газового конденсата в высокооктановые бензины». В докладе представлены результаты исследований новых эффективных модифицированных наноструктурированных цеолитных катализаторов и процесса получения высокооктановых бензинов класса «Евро- 4, 5 и 6» из прямогонных бензинов газового конденсата. Также к лучшим докладам можно отнести доклад С.В. Киселевой, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование влияния различных параметров на эффективность процесса дегидрирования парафинов с использованием компьютерной моделирующей системы». В докладе представлены новые исследования и результаты по влиянию состава перерабатываемого сырья, скорости подачи воды, а также жесткости технологических параметров (высокая температура, низкое давление) на эффективность процесса дегидрирования парафинов с использованием компьютерной моделирующей системы. Интерес вызвал и доклад Н.С. Белинской, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Роль метода математического моделирования в повышении эффективности нефтехимических процессов». В докладе представлена необходимость использования метода математического моделирования, учитывающего физико-химические закономерности протекания процесса для повышения эффективности нефтехимических процессов. В данном научном направлении много и других интересных докладов. В представленных докладах освещены вопросы совершенствования процессов подготовки и переработки углеводородного сырья с целью получения высокооктановых компонентов моторных топлив, а также представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем. Показана актуальность повышения ресурсоэффективности производства на стадии подготовки сырья для переработки путем анализа состава и свойств нефтей Западной Сибири. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромысловых отраслей, а также нефтепереработки и нефтехимии.

По направлению «Современные технологии подготовки, освоения и переработки минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, получены новые данные по созданию водостойких магnezийных материалов на основе диопсидового и серпентинитового сырья, показаны возможности увеличения поглотительной способности глин и активации бентонитов ионами натрия, исследованы возможности использования карбонатных марганцевых руд в металлургической промышленности и для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа. Представлены новые результаты в области нетрадиционных методов получения оксидов металлов с использованием электрохимического синтеза на переменном токе, модифицирование свойств и эксплуатационных характеристик геля гидроксида алюминия, аналитического контроля ионного состава растворов промышленных предприятий, использующих природные рассолы. Разработаны методы получения сорбентов на основе отходов обезжелезивания воды, используемых для очистки и регенерации отработанных масел. В представленных докладах отражены современные направления технологий комплексной переработки золы углей Кузбасса. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, потенциометрия, кондуктометрия, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, химический

анализ и др. В частности, практическую значимость имеет доклад С.Н. Харитоненко, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Исследование возможности получения комплексного удобрения на основе золы уноса от сжигания древесины». Расширение практики использования биомассы для производства энергии привело к увеличению запасов твердых отходов (золы), которые требуют комплексного использования. Золой содержат значительное количество растительных питательных веществ, что позволяет рассматривать их в качестве перспективного удобрения. Основная фракция золы представляет собой пыль (размер частиц менее 0,1 мм), требующую компактирования. Предложенное в работе гранулирование золы методом окатывания на тарельчатом грануляторе позволяет снизить уровень образования пыли в процессе переработки и внесения, а также уменьшить выщелачивание питательных веществ из золы, что делает ее близкой по составу к почве и снижает возможное активное кислотнo-щелочное воздействие на растения. В практике это возможно широко использовать в угольных районах Кузбасса. Интересен также доклад Нгуен Мань Хиеу, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Очистка воды от солей временной жесткости гидродинамическим способом с применением аммиачного раствора», а также доклад Ю.А. Колбасюк, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Получение магнезиальных вяжущих веществ на основе цеолитовых пород» и доклад Нгуен Тхи Нгок Ань: «Разработка ресурсосберегающей технологии получения диоксида кремния из растительного сырья». Интересны и многие другие доклады по данному научному направлению.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуоресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия, электронная микроскопия и энергодисперсионный анализ, дилатометрия, рентгенофлуоресцентный анализ, инфракрасная спектроскопия, дифференциально-термический анализ и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые способы и технологии использования минерального сырья и техногенных отходов для производства кислотоупорных керамических изделий, теплоизоляционных материалов для гражданского и промышленного строительства, алюмосиликатные пропанты для нефтегазодобывающей отрасли, пигменты и бетоны с широким спектром свойств. Широко рассмотрены вопросы утилизации зол ТЭС, а также доменных шлаков, шлаков чёрной металлургии и другие отходы промышленности, что позволяет конструктивно решать экологические проблемы. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Молодыми участниками были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. Так, интерес представляет научная работа А.Б. Абишевой, магистранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Химическая стойкость гранулированного пеностеклокристаллического материала и его поведение в цементной матрице». В докладе представлены исследования по использованию золошлаковых отходов в технологии теплоизоляционных изделий, а также использование гранулированного материала на основе данных отходов в качестве заполнителей для получения лёгких бетонов. Показано, что при использовании пеноматериалов на основе золошлаковых отходов снижается расход заполнителя и увеличивается химическая устойчивость бетонов. Интересен доклад И.В. Шевякова, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Золосиликатные конструкционные материалы» и доклад А.В. Токаревой, студента Института физики высоких технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Особенности использования сахарного огнеупорного глинистого сырья в технологии высокопрочной алюмосиликатной керамики». Интересны и многие другие доклады на данной секции.

На секции «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды» актуальность докладов, выполненных на высоком научном современном уровне, не вызывает сомнений и заключается в решении научных и практических проблем в области геоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет пробелы в решении существующей

проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию тяжёлых металлов в пылеаэрозолях г. Томска и районов Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в зольном остатке организма человека и свиньи домашней, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в целях прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. Показаны результаты апробации накипи как индикатора качества питьевых вод и взаимосвязи элементного состава солевых отложений и питьевых вод, из которых формируются отложения. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов оксидирования показаны возможные пути реализации принципов «зелёной химии». Активно рассматриваются вопросы элементного и минерального состава углей различных территорий с целью их эколого-геохимической оценки. Всё вышесказанное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. В процессе исследования геоэкологических проблем и охраны и защиты окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа - спектрометрии, метод лазерного микроанализа с применением компьютерных методов обработки результатов исследований, рентгено-структурный анализ, катодная люминесценция, биотестирование, потенциометрия, электронная микроскопия, атомная адсорбция, эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой и др. В работе молодых участников симпозиума широко использован современный уровень применения ГИС-технологий при экологическом сопровождении в процессе освоения и эксплуатации разнообразных месторождений. В научных работах предложены и новые, практически значимые методы в области геоэкологии, радиоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, в частности, предложено рассмотрение поведения брома, как элемента-индикатора техногенного воздействия на различные среды; использование разработанных программ радиоэкологического мониторинга на различных объектах; проведена оценка влияния отвалов горнодобывающих предприятий на почву; предложена организация работы по разработанной авторами программе радиоэкологического мониторинга в районах нефтегазодобычи. Молодыми учеными были продемонстрированы итоги разработки нового потенциометрического метода с использованием геохимических характеристик биоты при индексации качества природной среды; были предложены оригинальные идеи при переработке отходов производства; новые методологические подходы к разработке очистных сооружений; методы оптимизации составов исходных материалов и технологических режимов при утилизации промышленных химических отходов; моделирование и исследование процессов очистки сточных вод высокоактивными материалами нанотехнологий и использование электрических разрядов как эффективного инструмента очистки природных вод и промышленных стоков; моделирование и изменения условий функционирования биоценоза с помощью УФ- и ИК-излучений, совершенствование электрохимических технологий обезвреживания отходов фармацевтической промышленности, использование усовершенствованного математического аппарата для оценки геотехнической безопасности оползневых территорий и т.д. и т.п. Вся тематика научных экологических докладов на секции проходила по четырем направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. В представленных докладах отражены результаты собственных исследований авторов по комплексной оценке воздействия на окружающую среду и оценке экологических рисков, что восполняет пробел в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан) и районе Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания. Все вышесказанное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Научный и практический интерес по данному направлению представляет доклад В.В. Рыбникова, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экологические аспекты каталитических процессов с участием олефинов (на примере оксидирования алкенов)». В докладе представлены новые данные по оптимизации одного из важнейших процессов основного органического синтеза (оксидирования олефинов) с целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу и повышения экологической эффективности процесса в целом. Показано, что разработанный процесс удовлетворяет и принципам «зелёной химии». Кроме того, интересны такие доклады, как

доклад Т.Г. Макаревича, студента ИПР Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Разработка композитного наноабсорбента для очистки окружающей среды от радиоактивного загрязнения»; доклад А.М. Ведменского, специалиста Тюменского государственного нефтегазового университета: «Технология очистки водоёмов от загрязнения нефтью при помощи магнитной жидкости»; доклад Е.А. Филимоненко, аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Геохимия тяжёлых металлов в пылеаэрозолях районов Томской области»; доклад Т.Е. Монич, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Воздействие полигона глубинного захоронения жидких радиоактивных отходов ОАО «Сибирский химический комбинат» на наземную гидросферу». Интерес представляют также и многие другие доклады.

На секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность исследований состоит в решении научных и практических проблем в области экономики минерального сырья, экономики нефтегазовой отрасли и горного права. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Результаты исследований молодых ученых показали возможность использования энергетической рентабельности для оценки эффективности работы энергоёмких отраслей ТЭК; экономическое обоснование оптимизации фонда скважин с методикой оценки работы фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. В представленных докладах был проведен экономический анализ истощения углеводородных ресурсов Томской области, обоснован критерий сравнения энергоресурсов – энергетическая рентабельность, представлена перспективная методика их оценки с применением этого критерия, выделены инновационные аспекты альтернативных энергоресурсов и дана оценка их экономической эффективности, рассмотрены проблемы мультикультурных факторов в нефтедобывающей отрасли и проблемы утилизации попутного нефтяного газа, исследованы особенности применения СВР-анализа деятельности нефтегазовой компании. В некоторых докладах представлены данные по оценке наличия сырьевой базы углеводородов на территории Томской области и Западно-Сибирской нефтяной провинции, масштаб их освоения. Озвучены проблемы организации производственной деятельности: дана управленческая оценка организации производства через аутсорсинг, оптимизации капитала промышленных компаний. Среди представленных докладов наибольший интерес и значимость в современных экономических условиях представляют работы, посвящённые проблемам: повышения ресурсоэффективности отрасли и энергоэффективности экономики России в целом; изучения экономического опыта других государств и развития сотрудничества России в нефтегазовой сфере; совершенствования законодательной базы рационального природопользования и налогообложения недропользователей; поиска и применения нетрадиционных энергоресурсов; повышения эффективности управления финансовой и производственной деятельностью отечественных и зарубежных предприятий-недропользователей.

Научная новизна и оригинальность новых идей в значительной степени представлены в работах магистрантов и молодых учёных, посвящённых: консолидации финансовой отчётности; количественным методам расчёта аварийных ситуаций и страховых взносов на магистральных трубопроводах; реструктуризации рынка редкоземельных элементов; применения мотивационных факторов функционирования кластеров в экономике; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за негативное воздействие на окружающую среду; методики оценки инвесторов в нефтегазовой отрасли и др. В процессе исследований докладчиками были использованы:

- *методы исследований*: формально-логические методы, в т.ч. методы классификации и обобщения, индуктивный и дедуктивный методы, конструирование понятий и аргументация; общенаучные методы, в т.ч. наблюдения, экспериментирования, измерения и сравнения, анализа и синтеза; а также специфические методы, в т.ч. исследования первичных документов, проведения модельного эксперимента, социологических исследований и анкетирования и др.

- *методики исследований*: количественного анализа рисков; экономической оценки инвестиций; финансового анализа; экологического мониторинга; технологического аудита; консолидации финансовой отчётности; рейтинговой оценки; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за загрязнение окружающей среды и др.

Интересным докладом в данном направлении является доклад К.Н. Третьякова, ассистента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Правовые аспекты дополнительных услуг оказываемых предприятиями нефтегазового комплекса: теоретический взгляд». В докладе представлены критерии разграничения основных и дополнительных услуг, оказываемых предприятиями НГК. Интересен также доклад Фам Минь Кьонг, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экономическое развитие и сотрудничество России и Вьетнама в нефтегазовой сфере», в котором представлены фактические данные об объёмах нефтедобычи во Вьетнаме, прогнозные данные о перспективах развития нефтегазовой отрасли Вьетнама и его сотрудничества с Россией; обозначены основные проблемы и трудности развития такого сотрудничества, а также направления их преодоления; проведён анализ работы совместного российско-вьетнамского предприятия ОАО «Вьетсовпетро», дана экономическая оценка его роли в развитии нефтегазовой отрасли. Интерес представляют и многие другие доклады данного направления.

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делалась на английском и немецком языках, то для них работала специальная секция –

«Геология и нефтегазовое дело» с двумя подсекциями, на которой было представлено 62 доклада 72 авторов. На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета – Harriot-Watt University. Участники симпозиума представили доклады на актуальные темы в области геологии и нефтегазодобычи, доложив результаты своих персональных исследований, а также дали информацию по новейшим технологиям в нефтегазовом деле, полученную при изучении научной англоязычной литературы и литературы на немецком языке. Помимо российских участников с докладами выступили представители зарубежья – из Индонезии, Вьетнама, Германии, Англии. В составе конкурсной комиссии секции присутствовали специалисты, свободно владеющие английским и немецким языками. Они отметили, что лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий, разработанных пакетов программного обеспечения и технологий, необходимость которых определяется спецификой объектов или стадий процессов, подвергающихся анализу. В докладах по геоэкологии, геохимии, биогеохимии рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды отражены авторские методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет проблемы в решении существующей проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию ртути в пылеаэрозолях и почвах, талой воды г. Томска и Асино. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды России и Франции, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в цели прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. В докладах по тематике землеустройства рассматривается проблема кадастрового закрепления различных ресурсов и земельных полос, восстановления качества земельных угодий, дан анализ правовой обеспеченности природоохранных мероприятий и рационального использования природных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. В сфере нефтепромысловых технологий представлены проекты эффективного сбора технологий повышения нефтеотдачи пласта, а также выработки месторождений особых типов, находящихся на разных этапах разработки. Предложен корреляционный анализ продуктивности нефтегазоносного комплекса по геофизическим данным. Для предупреждения кавернообразования, разрушение устьевого зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в условиях многолетней мерзлоты, разработаны требования для буровых промывочных растворов, единовременное соблюдение которых позволит избежать возникновения круга проблем, определяемых суровым климатом и широким распространением многолетней мерзлоты. Представлены разработки в сфере трубопроводного транспорта, позволяющие повысить надежность конструкций, представлен сравнительный анализ спецификаций по сооружениям подобного типа в России и Канаде. Некоторые доклады носят фундаментальный характер, являются результатом кропотливой работы с образцами пород и окаменелостей, исследования данных, значимых для палеонтологии.

Из наиболее интересных докладов отмечен доклад М.А. Белякиной, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета, «Biogeochemical features of human organism ash residue of Novosibirsk residents», в котором представлены результаты научных исследований, посвященных вопросам накопления радиоактивных, редких, редкоземельных, благородных элементов и тяжелых металлов в человеческих тканях, выявлены специфика элементного состава и основные зависимости от факторов экологической загрязненности г. Новосибирска. Показано, что биогеохимические особенности пепла останков человеческих тканей служат хорошим индикатором геоэкологического состояния территории, подвергшейся антропогенному воздействию. Интерес вызвал также доклад А.М. Горшкова, аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Effect of magnetic and ultrasound fields on process of petroleum asphaltene aggregation in model system», в котором представлено вычисление энергий диссоциации молекул углеводородов при моделировании процесса компаундирования товарных бензинов и выявление зависимости октановых чисел от энергии диссоциации при воздействии магнитных и ультразвуковых полей. Исследование зависимости октановых чисел от энергии диссоциации позволило создать автору более точную, учитывающую явление детонации, математическую модель расчета октановых чисел для процесса компаундирования товарных бензинов. В ходе данного исследования были рассчитаны энтальпии молекул атомов углеводородов, из которых состоит товарный бензин, при стандартных условиях. По результатам исследования установлено, что чем легче разрывается молекула, тем меньше октановое число. Следовательно, углеводороды, имеющие наименьшее значение энергии диссоциации, обладают наименьшей детонационной стойкостью. Интересны и другие доклады.

Кроме того, в рамках симпозиума был проведен «Круглый стол» по теме: «Молодёжь. Наука. Образование. Проблемы. Перспективы». Проблемы, поднятые на «Круглом столе», актуальны для развития и будущего России, поэтому они вызвали большой интерес у преподавательского состава, научных сотрудников и аспирантов. Открыл его и вел заместитель проректора ТПУ, профессор Е.Г. Язиков. Представленные доклады были выполнены на высоком научно-методическом уровне и доложены специалистами, имеющими большой опыт научной и учебно-методической деятельности. Большой интерес вызвали почти все прочитанные доклады, часть из которых опубликована. В частности, несет большую и интересную информацию доклад Е.И. Коротковой, профессора, заместителя проректора-директора Института природных ресурсов ТПУ: «Современное состояние научных исследований в вузах России». Интересен доклад и поднятые в нем проблемы заместителя проректора Томского политехнического университета, профессора Е.Г. Язикова: «Современные

требования зарубежных и российских компаний к трудоустройству выпускника вуза». Профессор, д. г-м. н., заведующий кафедрой ОГЗ Института природных ресурсов ТПУ А.А. Поцелуев осветил современные проблемы в науке, образовании и производстве в связи с развитием геологии в России сегодня. О некоторых нерешенных проблемах получения высшего образования в России иностранными гражданами рассказал доцент ТПУ К.Н. Третьяков. О направлении развития лучших традиций вуза в подготовке высококлассных специалистов в современных условиях, отразив и достоинства и недостатки современности рассказала доцент Томского политехнического университета Г.М. Иванова. Участники «Круглого стола» осветили очень большой круг вопросов, отразив и проблемы языкового образования на современном этапе развития высшей инженерно-технической школы. В докладе профессора, заведующего кафедрой бурения скважин ИПР ТПУ В.Д. Евсеева были подняты проблемы инженерно-технического образования при переходе на обучения на магистерские программы. Специалисты рассказали о проблемах преподавания в современных условиях по фундаментальным геологическим наукам, о громадной роли научных школ в подготовке научных высококлассных специалистов, о большой значимости профориентационной работы со школьниками, о роли информационной системы рейтингования студентов в вузе, об организации работы студентов в программной среде MOODLE, о тенденциях развития воспитательной работы со студенческой молодежью в современном вузе и т. д. и т. п. Равнодушных выступающих и слушателей не было, дискуссии велись оживленно и заинтересовано. Предложения, выработанные на «Круглом столе» было решено довести до руководства.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», оверхед, проектор «Полилюкс», демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec 595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3-D визуализации, плазменный экран, а также использовались для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождался показом фильмов собственного производства.

Конкурсное жюри симпозиума наградило авторов лучших докладов дипломами, призами и памятными подарками. Всем докладчикам были вручены сертификаты. Награждение лауреатов состоялось в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Национального исследовательского Томского политехнического университета. Для участников симпозиума был дан праздничный концерт.

В период работы симпозиума для участников была организована интересная культурная программа. Были проведены экскурсии по городу, в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности), в музей редких и древних книг, в музей истории Томского политехнического университета, в музей-кабинет академика В.А. Обручева и М.А. Усова, в минералогический и палеонтологический музеи Томского политехнического университета, в библиотеку Томского политехнического университета, в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Херriot-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим Центром, в Научно-исследовательский ядерный реактор ТПУ. Гости симпозиума познакомились с учебными корпусами и лабораториями ИПР ТПУ, с двумя Инновационными научно-образовательными Центрами ИПР («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), с Международной научно-образовательной лабораторией «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен», оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов. Для гостей был показан фильм об истории, традициях и научных достижениях ИПР ТПУ.

В рамках XVII Международного симпозиума им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» был проведен конкурс федеральных инновационных исследовательских грантов «У.М.Н.И.К» для лучших научных работ. В итоге было отобрано 50 лучших научных разработок, которые представлены на следующие, более высокие туры конкурса. Кроме того, по итогам конкурсных комиссий симпозиума были отобраны лучшие научные работы, рекомендованные для печати в журналах ВАК «Известия ТПУ».

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия в целях поддержки научной молодежи приняла решение опубликовать материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служили лишь содержание докладов, их научная новизна, практическая значимость и возраст авторов. Редакционная коллегия симпозиума надеется, что публикуемые материалы позволят заинтересованным читателям получить представление об уровне научных исследований в области геологии и освоения недр, выполняемых молодыми учеными, и использовать предложенные молодыми авторами идеи и разработки в своей научной и производственной деятельности. Кроме того, публикация трудов каждой секции открывается проблемным докладом ведущих ученых и специалистов научного направления каждой конкретной секции. Редакционная коллегия считает, что опубликованные доклады ведущих ученых будут полезны и интересны студентам и аспирантам, ведущим исследования в данных научных направлениях.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор П.С. Чубик), руководству Института природных ресурсов ТПУ (проректор-директор ИПР ТПУ, А.Ю. Дмитриев), финансовой поддержке которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

Ученый секретарь XVII симпозиума, доцент, кандидат геол.-мин.наук – Г.М. Иванова

**ПОСВЯЩАЕТСЯ
150-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ АКАДЕМИКА В. А. ОБРУЧЕВА И 130-
ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА М. А. УСОВА, ОСНОВАТЕЛЕЙ СИБИРСКОЙ
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ**

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ТПУ: ОТ ЛУЧШИХ ПРАКТИК В СТРАНЕ К ЛУЧШИМ УНИВЕРСИТЕТАМ В МИРЕ

П. С. Чубик, профессор, ректор ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 г. № 599 «О мерах по реализации государственной политики в области образования и науки» Правительству Российской Федерации, в частности, поручается обеспечить:

- разработку и утверждение до конца октября 2012 г. плана мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.
- Вхождение к 2020 году не менее пяти российских университетов в первую сотню ведущих мировых университетов согласно мировому рейтингу университетов.
- Во исполнение этого Указа Президента Правительство Российской Федерации утвердило:
- Распоряжением от 22 ноября 2012 г. № 2148р – государственную программу Российской Федерации «Развитие образования» на 2013-2020 годы. Прогнозируемый объем финансового обеспечения программы за счет средств федерального бюджета составит около 4 триллионов рублей. При этом ежегодные затраты бюджета возрастут с 446 миллиардов рублей в 2013 г. до 631 миллиарда в 2020. Консолидированный бюджет образования на период до 2015 г. планируется в сумме около 8 триллионов рублей, а прогноз на 2016 и 2020 г. – свыше 20 триллионов. На поддержку программ развития ведущих университетов предполагается направить 54,4 млрд. руб.
- Распоряжением от 29 октября 2012 г. № 2006-р - план мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.



***Петр Савельевич
Чубик***

Таким образом, ставится вопрос о подготовке глобально конкурентоспособных специалистов (далее для краткости – элитных), создающих и внедряющих уникальные технологии и продукты. Подготовка таких специалистов невозможна без проведения передовых (прорывных) научных исследований и является необходимым условием функционирования современного университета.

1. Тренды

В настоящее время в сфере высшего профессионального образования наблюдаются следующие тренды.

Мировые тренды:

- **глобализация** рынков интеллектуального труда и, как следствие, растущая конкуренция университетов в борьбе за рынки научных и образовательных услуг и признание компетенций выпускников;
- **прагматизация** университетов, ориентация их на запросы экономики и общества: согласование с работодателями результатов обучения, оценка качества образования со стороны независимых центров, сертификация профессиональной квалификации выпускников; корпоративный заказ на подготовку специалистов, в том числе команд специалистов, приоритизация научных исследований в соответствии с потребностями рынка и др.;
- **цифровизация** образования: использование открытых (национальных и мировой) информационно-образовательных сред (ОИОС), симуляторы и виртуальное обучение, персонализация образовательных траекторий, образование в течение всей жизни и др.

Российские тренды:

- формирование кластера ведущих университетов (МГУ, СПбГУ, федеральные и национальные исследовательские университеты);
- усиление взаимодействия университетов с реальным сектором экономики и наукой;
- резкое возрастание конкурентных преимуществ столичных (Москва, Санкт-Петербург) вузов вследствие стирания для абитуриентов территориальных барьеров в результате введения ЕГЭ.

Перечисленные выше тренды определяют основные вызовы, стоящие перед отечественной системой высшего профессионального образования (ВПО):

- вступление России в ВТО и нарастающее давление глобальной конкуренции за рынки и квалифицированных специалистов;
- слабая востребованность интеллектуального продукта деятельности вузов (элитные специалисты,

- инновационные научные разработки) со стороны реального сектора экономики;
- массовизация высшего профессионального образования и, как следствие, высокая дисперсия качества школьной подготовки поступающих в вузы;
- низкий конкурс на технические направления и специальности.

Ответами на них со стороны государства и университетов должны стать:

- обеспечение признания российского образования на мировом уровне и, прежде всего, путем подготовки элитных специалистов;
- финансовая и организационная поддержка фундаментальных научных исследований по приоритетным направлениям развития (ПНР) Российской Федерации;
- генерация новых прорывных знаний и технологий, включая образовательные;
- переход от «образования на всю жизнь» к «образованию в течение всей жизни»;
- поддержка и развитие междисциплинарности, интеграции с РАН и другими государственными академиями, реальным сектором экономики;
- развитие государственно-частного партнерства: производственные стажировки преподавателей, производственные практики студентов, участие работодателей в образовательном процессе, заказы предприятиями новых образовательных программ, корпоративные кафедры и лаборатории, постоянный мониторинг требований работодателей к компетенциям выпускников, корпоративные «распределения» и др.;
- продвижение лидеров отечественного образования в группу университетов мирового уровня.

2. Программа развития ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), с момента своего учреждения в 1896 г. Императором Николаем II как Томского технологического института практических инженеров и по сей день, является кузницей инженерных кадров и одним из лидеров отечественного инженерного образования. Вместе со страной вуз пережил две волны индустриализации: «имперскую» и «советскую». И не просто пережил – он был генератором новых кадров и знаний, приводивших в движение механизм многоотраслевой экономики Сибири и в немалой степени - всей страны. Сегодня, несмотря на свой солидный возраст, университет формирует и воплощает в жизнь современную стратегию развития высшей инженерной школы, основанную на интернационализации и интеграции исследований, образования и практики, и подготовке инженерной элиты.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Вклад вуза в развитие науки, образования и промышленности отмечен орденами Трудового Красного Знамени (1940) и Октябрьской революции (1971). В 1997 г. Указом Президента Российской Федерации ТПУ включен в Государственный свод особо ценных объектов культурного наследия народов Российской Федерации. В 2009 г. в результате победы в конкурсе Томскому политехническому установлена категория «Национальный исследовательский университет».

В 2013 г. ТПУ вошел в число 15 ведущих российских вузов-победителей конкурса на получение господдержки на продвижение в число лучших университетов мира.

Начиная с 1991 г., ТПУ строит свою деятельность в соответствии с комплексными программами развития на среднесрочную перспективу. В ответ на задачи по новой индустриализации страны и развитию образования, поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации, разработан проект программы развития ТПУ на 2013-2020 гг. как ведущего исследовательского университета.

Глобальная цель Программы:

Развитие ТПУ как исследовательского университета мирового уровня и центра подготовки инженерной элиты, успешно позиционирующегося в мировых рейтингах.

Система целей Программы:

1. Исследования мирового уровня; 2. Высокое качество предоставляемых образовательных услуг при подготовке специалистов, в том числе инженерной элиты для высокотехнологичного сектора экономики; 3. Социальная ответственность перед обществом; 4. Обеспечение университета необходимыми ресурсами; 5. продвижение в топ - 100 мировых рейтингов университетов.

3. Лучшие практики ТПУ

3.1. Научная и инновационная деятельность

Разработка и успешная реализация глобально конкурентоспособных образовательных программ невозможна без проведения научных исследований, в том числе с активным участием обучающихся.

ТПУ является одним из ведущих научно-образовательных центров страны. Реализация программы его развития как национального исследовательского университета (НИУ) за период 2009-2012 гг. позволила практически удвоить количество магистрантов и аспирантов, общее число защит диссертаций, публикационную активность научно-педагогических работников (НПР), объем научных исследований.

Сегодня результаты научной деятельности университета характеризуются следующими показателями:

ежечасно:

1 публикация

ежедневно:

2 статьи в зарубежных изданиях; 6 млн. руб. привлеченных внебюджетных средств

еженедельно:

1 соглашение о стратегическом партнерстве; 3 патента на изобретения; 2-3 кандидатские диссертации; 10 учебных пособий; участие в 6 международных и 1 зарубежной конференциях

ежемесячно:

3 докторские диссертации; 6 научно-технических мероприятий

Приоритетные направления развития университета:

- рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов;
- традиционная и атомная энергетика, альтернативные технологии производства энергии;
- нанотехнологии и пучково-плазменные технологии создания материалов с заданными свойствами;
- интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы мониторинга и управления;
- неразрушающий контроль и диагностика в производственной и социальной сферах
- все они совпадают с приоритетными направлениями развития науки, технологий и техники Российской Федерации.

За последние 10 лет в ТПУ четыре ведущие научные школы получили государственную поддержку по грантам Президента Российской Федерации, это:

- «Геоинформатика и геоинформационные технологии»;
- «Геология и геохимия благородных металлов»;
- «Сибирская гидрохимическая школа»;
- «Физическая мезомеханика наноструктурных поверхностных слоев и наноструктурных покрытий в экстремальных условиях нагружения».

Последняя из них, возглавляемая академиком РАН Паниным В.Е., вошла в число ведущих научных школ России в 2011 г.

В университете действует инновационно-технологический центр «Радуга», включающий в себя проектно-конструкторский институт с опытным производством, студенческий технологический бизнес-инкубатор (СБТИ), центр трансфера технологий, отдел правовой охраны результатов интеллектуальной деятельности, лабораторию технологического прогнозирования.

В инновационном поясе университета более 70 малых инновационных предприятий (МИП), 38 из которых созданы по 217-ФЗ (университет входит в состав их учредителей на уровне блокирующего пакета). К работе МИП активно привлекаются магистранты, аспиранты и докторанты ТПУ. В систему молодежного инновационного предпринимательства вовлечено более 300 студентов и молодых ученых, а с учетом различных городских программ по работе со школьниками, занятия с которыми проводятся на базе СБТИ, – более 500 человек.



Исследовательский ядерный реактор ТПУ



Крупнейший электронный синхротрон, созданный в ТПУ

Развитие существующих и формирование новых научных школ невозможно без участия ведущих ученых. Сегодня в ТПУ работают 22 действительных члена и член-корреспондента РАН и РАМН. В 2010 г. в результате побед в конкурсе в рамках Постановления Правительства № 220 в ТПУ созданы и успешно развиваются Международные научно-образовательные лаборатории: неразрушающего контроля (научный

руководитель Ханс Михаэль Крёнинг, Германия) и водородной энергетики (научный руководитель Торстейн Инги Сигфуссон, Исландия).

В 2012 г. сотрудниками и студентами ТПУ получено более 20 престижных российских и международных наград, в том числе студентами: 2 медали РАН, 21 награда на международных конкурсах и олимпиадах, 285 дипломов российских конкурсов. Лауреатами международных, российских и региональных олимпиад стали 45 студентов, лауреатами Премии Томской области в сфере образования, науки, культуры и здравоохранения – 7.

Сотрудники ТПУ профессор Гений Кузнецов (научный руководитель), старший преподаватель Ольга Высокоморная, ассистент Дмитрий Глушков, доцент Аркадий Захаревич и профессор Павел Стрижак номинированы на премию Правительства Российской Федерации 2012 года в области науки и техники для молодых ученых.

3.2. Центр компетенций

С целью дальнейшего формирования научно-образовательной среды мирового уровня и роста репутационного капитала ТПУ в России и за рубежом планируется в 2013 г. на базе научно-образовательных институтов создать сетевую структуру - Центр компетенций «Ресурсоэффективные технологии». Создаваемый Центр позволит интегрировать потенциал всех научно-образовательных институтов и использовать междисциплинарный подход в научных исследованиях и подготовке специалистов по прорывным направлениям.

Задачи Центра:

- повышение конкурентоспособности университета на мировом и национальном рынке интеллектуального труда путем подготовки элитных специалистов и создания уникальных образовательных программ;
- обеспечение лидирующих позиций университета в области ресурсоэффективных технологий в энергетике, природопользовании, инженерной медицине и технологической безопасности.

Деятельность Центра будет осуществляться в рамках 4 кластеров: «Интеллектуальная энергия», «Инженерная медицина», «Безопасная среда обитания», «Ресурсы Земли», объединяющих приоритетные направления развития ТПУ. Общим ядром всех кластеров служат современные информационные технологии.

3.3. Образовательные стандарты

В 2010 г. в ТПУ введены в действие «Стандарты и руководства по обеспечению качества основных образовательных программ подготовки бакалавров, магистров и специалистов по приоритетным направлениям развития Национального исследовательского Томского политехнического университета». Стандарт основных образовательных программ (ООП) ТПУ развивает и дополняет требования Федеральных государственных образовательных стандартов (ФГОС) требованиями международных сертифицирующих и регистрирующих организаций (Engineers Mobility Forum, APEC Engineer Register, European Federation of National Engineering Associations) к компетенциям профессиональных инженеров, критериями международной аккредитации инженерных программ (Washington Accord, EURopean ACcredited Engineer) и интегрирующими их критериями общественно-профессиональной аккредитации образовательных программ в области техники и технологий Ассоциации инженерного образования России (АИОР).

При этом в Стандарте ООП ТПУ издания 2012 г. (третья редакция) используется современная концепция CDIO (Conceive, Design, Implement, Operate) подготовки бакалавров в области техники и технологий к комплексной инженерной деятельности, разработанная в 2004 г. в Массачусетском технологическом институте (MIT). В настоящее время данная концепция реализуется в более, чем в 80 университетах мира. ТПУ присоединился к ней первым из российских вузов. Концепция CDIO позволяет выработать комплексный подход к подготовке специалистов, способных вести инженерную деятельность на всех этапах жизненного цикла технической и технологической продукции. Планируемые результаты обучения по большинству образовательных программ ТПУ согласованы с работодателями.



*Зал 3D визуализации в Международном Инновационно – научно – образовательном центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ – совместный проект Heriott-Watt с Единбургским университетом (Великобритания).
Защита магистерских диссертаций.*

3.4. Система элитного технического образования

В ТПУ с 2004 г. действует система Элитного технического образования (ЭТО). Система ЭТО основана на углубленном изучении наиболее способными студентами естественнонаучных и математических дисциплин с последующей комплексной подготовкой к исследовательской, проектной и инновационной инженерной деятельности с привлечением лучших научно-образовательных ресурсов ТПУ и зарубежных университетов-партнеров. Программа ЭТО имеет много общего с программой Gordon-MIT Engineering Leadership Program MIT – мирового лидера инженерного образования, открытой в 2006 г.

Для дальнейшего развития системы ЭТО и сохранения высокого качества подготовки специалистов в условиях высокой дисперсии уровня школьной подготовки зачисляемых на 1 курс разработана и с 2012 г.

внедряется в практику ТПУ личностно-ориентированная образовательная среда (ЛООС). ЛООС позволяет обучающимся сформировать индивидуальные учебные планы в рамках образовательных траекторий, максимально соответствующих качеству их начальной подготовки и способностям к освоению вузовских программ.

Практически 50 % выпускников системы ЭТО продолжают свое обучение в аспирантуре университетов России, Франции, Великобритании и др. Прошедшие через систему ЭТО выпускники магистратуры трудоустраиваются на должности руководителей отделов и направлений в крупнейшие компании страны и мира.

3.5. Программы уровня «Двойной диплом» («Double Degree»)

Добиться статуса университета мирового уровня без международных программ подготовки специалистов невозможно.

В ТПУ на сегодняшний день действует 13 программ, позволяющих за два года обучения получить два диплома магистра: один диплом – ТПУ, другой диплом – зарубежного вуза-партнера. ТПУ реализует магистерские «Double Degree» программы с университетами Германии, Франции, Великобритании, Чешской Республики и Казахстана.

Кроме этого, уже более 10 лет ТПУ совместно с Цилинским университетом (ЦУ) КНР реализует бакалаврские «Double Degree» программы «2 + 2», обеспечивающие их участникам получение двух дипломов (ТПУ и ЦУ) после первых двух лет обучения в ЦУ и последующих двух лет обучения в ТПУ. В последние годы участниками бакалаврских «Double Degree» программ стали и студенты Шеньянского политехнического университета КНР.

В настоящее время в бакалавриате, специалитете и магистратуре ТПУ обучается 2553 иностранных студента, в том числе 388 – из дальнего зарубежья.

3.6. Сотрудничество с РАН

ТПУ тесно сотрудничает с академическими институтами Российской академии наук (РАН). Достаточно сказать, что вице-президент РАН, академик Месяц Г.А. является Президентом Совета попечителей ТПУ; заместитель Председателя Президиума Сибирского отделения РАН (СО РАН), член-корреспондент РАН Псахье С.Г. – членом Ученого Совета университета и заведующим кафедрой, Председатель Президиума Томского научного центра (ТНЦ), член-корреспондент СО РАН Ратахин Н.А. – заведующим кафедрой ТПУ.

ТПУ с СО РАН и ТНЦ СО РАН связывают договоры о стратегическом партнерстве и многолетний положительный опыт многостороннего сотрудничества. На базе ТПУ созданы и работают 4 совместные с ТНЦ СО РАН кафедры, 17 научно-образовательных центров и лабораторий, в том числе 3 – международные, центр коллективного пользования. На базе совместных кафедр и лабораторий ведется подготовка специалистов – исследователей для работы в академических институтах РАН.

3.7. Стратегическое партнерство с промышленностью

Одним из важнейших направлений деятельности университета является стратегическое партнерство с реальным сектором экономики. В настоящее время в активе ТПУ 189 соглашений и договоров о стратегическом партнерстве и сотрудничестве с промышленными предприятиями.

Многие магистерские программы подготовки элитных специалистов для высокотехнологичных отраслей промышленности реализуются на базе научно-образовательных центров, создаваемых ТПУ совместно с крупнейшими компаниями страны: ОАО «Газпром», ГК «Росатом», ФКА «Роскосмос», ГК «Ростехнологии», ОАО «Сибур Холдинг», ЗАО «Р-Фарм», филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири», Юргинский машиностроительный завод и др. Проект подготовки магистров для ЗАО «Р-Фарм» по программе «Инжиниринг в биотехнологической и фармацевтической отрасли» утвержден Наблюдательным советом Агентства стратегических инициатив (АСИ), председателем которого является Президент Российской Федерации В.В. Путин. Наблюдательный совет АСИ рекомендовал Минобрнауки России рассмотреть вопрос о присвоении ТПУ статуса федеральной инновационной площадки. Совместно с ОАО «Сибур Холдинг» в ТПУ создана Международная лаборатория термореактивных полимеров под руководством зарубежного специалиста Дирка Верваке (Бельгия) и открыта целевая подготовка магистров по программе «Химическая технология высокомолекулярных соединений» в интересах ООО «НИОСТ» – R&D Центра ОАО «Сибур Холдинг».

На базе ТПУ создается Центр подготовки кадров и прикладных исследований ГК «Росатом». Университет в интересах корпорации будет готовить элитных специалистов для научно-исследовательской и инновационной деятельности в таких областях, как радиационные технологии, обращение с отработанным ядерным топливом; проектирование, эксплуатация ядерных энергетических установок, в том числе нового поколения в рамках реализации проекта «Прорыв»; создание новых материалов ядерной техники и др. Целевая подготовка и переподготовка специалистов будет вестись не только для ГК «Росатом», но и ее зарубежных партнеров. В последнем случае речь идет о магистерских программах на английском языке. Уже дан старт одной из них – «Управление ядерной энергетической установкой», слушателями которой являются граждане Вьетнама.

В ноябре 2012 г. ТПУ посетил Председатель Правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер. Одним из главных итогов его визита стало решение о создании в Томске образовательно-отраслевого кластера по подготовке рабочих и специалистов среднего звена, а также инженерных кадров на основе предприятий ОАО «Газпром» и научно-образовательного комплекса Томской области. Участники проекта: Администрация Томской области, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томский техникум информационных технологий (ТТИТ), ОАО «Газпром» – ООО «Газпром трансгаз Томск».

Задачи проекта:

- Разработка глубоко интегрированных программ ВПО, СПО и профессионального обучения, соответствующих национальным и международным стандартам технического образования.
- Разработка траекторий непрерывного технического образования с ускоренным освоением программ СПО и ВПО.
- Модернизация материально-технической и учебно-методической базы участников консорциума (ТПУ, ТТИТ, Учебного центра ООО «Газпром трансгаз Томск»).
- Лицензирование и международная аккредитация образовательных программ ВПО, СПО и профессионального обучения, реализуемых участниками консорциума.
- Целевая подготовка, переподготовка и повышение квалификации инженерно-технических и рабочих кадров для предприятий ОАО Газпром», других организаций Томской области, Сибири и Дальнего Востока.
- Международная сертификация техников и инженеров (APES Engineer Register, EMF, ETMF).

3.8. Профессиональная переподготовка и повышение квалификации

В реализации концепции «образование в течение всей жизни» важнейшая роль отводится профессиональной переподготовке и повышению квалификации. Постоянное расширение спектра и совершенствование качества программ дополнительного профессионального образования является одним из главных направлений деятельности университета. В настоящее время в ТПУ реализуются свыше 250 программ повышения квалификации и более 30 программ профессиональной переподготовки. Постоянными заказчиками дополнительных образовательных услуг являются более 500 предприятий и организаций, среди которых ОАО «Газпром Трансгаз Томск», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «СУЭК», ОАО «Мечел», ОАО «Полус», ОАО «Полиметалл», ОАО «Кузнецкие ферросплавы», ОАО «ЗСМК», ФГУП «Урангео», АО «Ульбинский металлургический завод», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Сибирский химический комбинат», ОАО «Горно-химический комбинат», АК «Алроса» и многие другие.

В 2012 г. университет вошел в число победителей первого этапа «Президентской программы повышения квалификации инженерных кадров России на 2012-2014 годы», получив право на реализацию четырех образовательных программ: «Инженерно-геологические изыскания», «Современные методы подготовки воды для энергетики», «Интегрированные информационно-управляющие системы на базе современных программных сред и контролеров» и «Измерения, контроль и автоматизация в сфере поставки электрической энергии потребителю».

Профессиональная переподготовка и повышение квалификации осуществляются также в рамках участия ТПУ в 12 программах инновационного развития госкорпораций, в шести из которых университет является опорным вузом: ОАО «Газпром», ГК «Росатом», ОАО «Информационные спутниковые системы им. академика М.Ф. Решетнева», ФГУП «НПО «Микро-ген», ОАО «Системный оператор ЕЭС», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», и в рамках 22 технологических платформ, участником которых является ТПУ, из 30, организованных в Российской Федерации. Ежегодно в ТПУ проходят профессиональную переподготовку и повышение квалификации свыше 2000 слушателей из сторонних организаций.

3.9. Система трудоустройства выпускников ТПУ

Отдел организации практик и трудоустройства ТПУ координирует взаимодействие научно-образовательных институтов университета с предприятиями, учреждениями, организациями, органами государственной власти и местного самоуправления. Постоянно осуществляется мониторинг рынка труда в разрезе направлений и специальностей университета. Для выпускников создан банк вакансий на профильных предприятиях. Для установления обратной связи с выпускниками создана база данных Ассоциации выпускников ТПУ. В последние годы все это вместе взятое обеспечивает университету востребованность выпускников на уровне 150-170 % и распределение 90-93 % из них по заявкам предприятий, учреждений и организаций.

3.10. Ассоциация выпускников и Фонд целевого капитала ТПУ

Активную роль в трудоустройстве выпускников, дальнейшем сопровождении их карьеры и росте репутационного капитала университета играет созданная в 1992 г. Ассоциация выпускников ТПУ.

Ассоциация имеет более 40 филиалов во всех регионах страны. Центр «Томский политехник» в Москве объединяет около 500 питомцев ТПУ. Филиал в г. Железногорске, представляющий два предприятия: ОАО «Информационные спутниковые системы им. академика М.Ф. Решетнева» и Горно-химический комбинат, насчитывает около 400 выпускников университета. Созданы филиалы в Китае, Вьетнаме, Казахстане, Узбекистане. Ассоциация выпускников является соучредителем Фонда целевого капитала ТПУ, созданного для получения дополнительных ресурсов на развитие университета. ТПУ одним из первых в Российской Федерации создал Фонд целевого капитала – эндаумент-фонд. Основной целью Фонда является формирование и использование дохода от целевого капитала как долговременного устойчивого дополнительного источника развития ТПУ.

Вклад в Фонд целевого капитала ТПУ – это вклад в развитие высшего инженерного образования России. Первым свой вклад в эндаумент ТПУ сделал Президент Российской Федерации (2010) Дмитрий Медведев.

3.11. Общественно-профессиональная аккредитация образовательных программ

Общественно-профессиональная аккредитация – это гарантия качества подготовки специалистов по конкретной образовательной программе в конкретном вузе.

В настоящее время международные критерии качества инженерных программ глобально определяются Вашингтонским соглашением (Washington Accord), в Европе – Европейской сетью. Ассоциация инженерного образования России, чей управляющий состав представлен экспертами ТПУ, стала полноправным членом одной из авторитетнейших международных аккредитационных организаций – Вашингтонского соглашения (Washington Accord), в Европе – Европейской сетью по аккредитации инженерного образования (ENAEЕ). В нашей стране наибольший опыт общественно-профессиональной аккредитации образовательных программ в области техники и технологий с ориентацией на международные критерии качества накоплен Ассоциацией инженерного образования России (АИОР). АИОР – член Washington Accord и ENAEЕ. На сегодняшний день международную аккредитацию имеют 24 образовательные программы ТПУ. К 2020 г. общественно-профессиональную аккредитацию в соответствии с критериями и процедурами Washington Accord и ENAEЕ должны пройти 50 % программ университета.

3.12. Сертификация и регистрация профессиональных инженеров

Сертификация и регистрация профессиональных инженеров – это, по сути, общественное признание конкретного инженера как профессионала. Основным назначением процедуры сертификации и регистрации является оценка уровня компетенций практикующего инженера, имеющего, как правило, пяти или семилетний опыт работы по специальности. И если этот уровень соответствует установленным стандартам системы регистрации, процедура регламентирует регистрацию специалиста.

Статус международных систем сертификации и регистрации имеют Европейская федерация инженерных организаций (FEANI) – в Европе. Регистр инженеров АТЭС (APEC Engineer Register) – в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Engineers Mobility Forum (EMF) – в мире. Россию в FEANI представляет Российский Союз научных и инженерных общественных организаций (РосСННО), а в APEC Engineer Register – АИОР, которая получила приглашение в 2013 г. присоединиться к EMF. В 2010 г. в ТПУ при поддержке АИОР и РосС-ННО создан Центр международной сертификации технического образования и инженерной профессии. В 2010 г. из 42 претендентов было сертифицировано на соответствие требованиям APEC Engineer Register 30 профессиональных инженеров. В 2011 г. успешно прошли испытания на соответствие народным требованиям 32 претендента. Из этого общего числа сертифицированных инженеров 35 являются выпускниками ТПУ.

3.13. Кадровый резерв

Программа «Кадровый резерв» действует в ТПУ с 2002 г. Ежегодно на конкурсной основе в кадровый резерв зачисляются 70 молодых сотрудников университета, способных в возрасте до 30 лет защитить кандидатскую диссертацию, и 40 молодых кандидатов наук, способных в возрасте до 40 лет защитить докторскую диссертацию. Кроме этого, в 2010 г. сформирована и группа управленческого резерва, в состав которой также на конкурсной основе зачислено 12 молодых сотрудников, потенциально способных в ближайшей перспективе занять в университете ключевые управленческие должности. С целью дальнейшего стимулирования профессионального роста молодых сотрудников с 2012 года в состав кадрового резерва включены все научно-педагогические работники в возрасте до 30 лет, которым установлена фиксированная надбавка в размере 5 тысяч рублей в месяц. С 2013 г. им планируется установить дифференцированные надбавки в зависимости от достигнутой в 2012 г. результативности деятельности.

Благодаря программе «Кадровый резерв», ТПУ успешно решает задачу воспроизводства научно-педагогических кадров. Общее число защит кандидатских и докторских диссертаций сотрудниками университета постоянно растет: 140 – в 2010 году, 152 – в 2011 году, 169 – в 2012 году.

4. Основы программы развития ТПУ как ведущего исследовательского университета

4.1 Структура программы

Программа построена на принципах системы сбалансированных показателей и имеет матричную структуру, включающую в себя 6 основных направлений развития и 7 блоков задач. Одной из основных задач является улучшение позиций университета в мировых рейтингах с учетом, в первую очередь, критериев агентства QS (Quacquarelli Symonds). Форсированное продвижение по иерархии QS позволит ТПУ закрепиться и в других академических рейтингах: Times Higher Education (THE), SCImago, Webometrics.

Основные направления развития:

академическая репутация, оценка работодателей, цитируемость публикаций, соотношение числа преподавателей и студентов, численность иностранных студентов, численность иностранных преподавателей

Каждое направление реализуется в рамках 7 блоков основных задач университета:

подготовка высококвалифицированных специалистов, научная и инновационная деятельность, развитие кадрового потенциала, совершенствование системы управления, инфраструктура и кампус, позиционирование, социальное развитие

4.2. Ключевые индикаторы выполнения программы

В числителе приведены данные, достигнутые в 2012 году, а в знаменателе – планируемые на 2020 год для вхождения ТПУ в топ – 100 мировых рейтингов университетов:

консолидированный бюджет, млрд. руб. – 5,345 / более 11; объем НИОКР, млрд. руб. – 1,415 / не менее 5; число статей, опубликованных в рецензируемых журналах, в расчете на одного НПП – 1,1 / 7; число статей в соавторстве с зарубежными учеными – 83 / 1000; доля НПП, имеющих индекс Хирша более 10, % – 0,1 / 5; число англоязычных журналов ТПУ, включенных в базу Scopus, – 0 / 2; количество аспирантов – 812 / 2000; эффективность аспирантуры, % – 52,3 / 80; доля преподавателей, имеющих опыт работы в университетах,

входящих в top-500 мировых рейтингов, % – 0 / 10; доля иностранных преподавателей, % – 0 / 10; доля иностранных студентов из дальнего зарубежья, % – 2,56 / 10; доля магистрантов, обучающихся по 25 (в 2012 г. – 13 программ) совместным магистерским Double Degree программам с ведущими зарубежными университетами, % – 3,8 / 10; доля международно-аккредитованных образовательных программ, % – 12 / 50; количество инженеров – выпускников ТПУ, сертифицированных по международным стандартам, – 35 / 300.

6. Результаты выполнения программы

В результате выполнения Программы развития как ведущего исследовательского университета ТПУ в 2020 г. становится:

- признанным исследовательским университетом мирового уровня;
- ведущим мировым центром подготовки инженерной элиты;
- обладает достаточными для дальнейшего развития финансовыми, материальными, кадровыми и информационными ресурсами;
- входит в top - 100 мировых рейтингов университетов.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ – СОВРЕМЕННЫЙ ИНСТИТУТ С ВЕКОВЫМИ ТРАДИЦИЯМИ

А.Ю. Дмитриев, проректор-директор ИПР

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



*Андрей Юрьевич
Дмитриев*

Институт природных ресурсов – это передовой научно-образовательный центр, история которого имеет вековую традицию. Основан он на базе старейших отделений Томского технологического института имени императора Николая II (ныне Томский политехнический университет) – горного и химического, имеющих богатейшие традиции и сильные научные школы.

2013 год юбилейный, знаменательный для нашего Института и для всего Ведущего исследовательского Томского политехнического университета. Мы отмечаем 150 лет основателю сибирской горно - геологической школы Владимиру Афанасьевичу Обручеву. Будучи в своё время единственной от Урала до Тихого океана, Томская школа и теперь – одна из ведущих в стране. Первый выпуск горных инженеров в ТПУ состоялся еще в 1908 году. С тех пор он постоянно готовит специалистов для нефтегазодобывающей и химической отраслей, неизменно сохраняя преемственность поколений. Вторая важная дата этого года – 130-летие одного из первых выпускников горного отделения, ученика В. А. - Обручева Михаила Антоновича Усова. Это легендарная личность. Первый в Сибири академик АН СССР, долго возглавлял геологоразведочный факультет Томского политехнического института, работал заведующим кафедрой, продолжая и развивая традиции своего учителя. Другой юбиляр - 120-летие еще одного нашего выдающегося выпускника - Николая Николаевича Урванцева, первооткрывателя Норильского рудного региона, давшего базу для экономического и промышленного развития Якутии и севера Восточной Сибири. Еще один выдающийся выпускник и педагог нашего института, тоже юбиляр – 130 летие со дня рождения – это профессор, лауреат Государственной и Сталинской премии М. К. Коровин, основоположник научного обоснования нефтегазоносности Западной Сибири. Еще в 40-годы, доказавший нефтегазоносность Сибири и первый начавший здесь разведку углеводородного сырья. В этом году мы отмечаем



*Горно-геологический корпус
(1 корпус ТПУ)*

также юбилей еще одного выдающегося выпускника, ученого и педагога нашего Института – 110 – летие профессора



*Институт природных ресурсов
(20 корпус ТПУ)*

П. А. Удодова – основателя Сибирской гидрогеохимической школы. В 2013 г. исполняется 110-летие со дня рождения еще одного профессора. Заслуженного деятеля науки, профессора Д. С. Микова, основателя Сибирской геофизической школы и создателя в Институте природных ресурсов (ИГНД, ГРФ) кафедры геофизики. И, наконец, в этом же году мы отмечаем 110-летие со дня рождения академика, профессора, выдающегося ученого и педагога нашего Института Ю. А. Кузнецова, создателя учения о магматических формациях, исследователя геологии и металлогении магматических формаций Сибири, а также 90-летие академика, Лауреата государственной премии О. Д.

Алимова, основателя Сибирской научной школы горного машиностроения на базе ГРФ (сейчас ИПР) ТПУ, автора успешного космического эксперимента по бурению скважин на Луне, забору и доставке первого лунного грунта на Землю.

Сегодня в институте действуют научные школы, широко известные в России и за рубежом. Это Сибирская гидрогеохимическая школа (сегодня возглавляет ее профессор С.Л. Шварцев, Лауреат Государственной Премии СССР – ученик П. А. Удодова), Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор А.Ф.Коробейников), Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (руководитель - профессор Л.Я. Ерофеев – ученик Д. С. Микова), Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Л.П. Рихванов) и др. Из 35 тысяч выпускников Сибирской горно-геологической и химической школ более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 - лауреатом Нобелевской премии, более 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, 15 – академиками и членами-корреспондентами АН СССР (РАН), более 250 – докторами и более 1600 – кандидатами наук. За прошедшую вековую историю появились новые направления подготовки молодых специалистов. Институт (факультет) дал жизнь другим институтам, учебным и научным. Научно-педагогический потенциал, заложенный основоположниками отделений и развитый их последователями, всегда позволяли гибко реагировать на запросы времени.

Нашим современным студентам есть на кого равняться, и они чтят заслуги предыдущих поколений политехников, стремясь оставить и свое имя в славной истории вуза. Сегодня для их успешного старта в карьере в Институте природных ресурсов созданы все условия. Не случайно, он считается одним из ведущих в стране образовательных учреждений, которые готовят не только специалистов для нефтегазовой отрасли, но и всех других направлений минерально-сырьевого комплекса. Наш институт – это более 4,5 тысяч студентов по всем формам обучения, 15 кафедр, 11 научных центров, 24 лаборатории, 4 отдела, 3 музея. Он имеет колоссальную научную базу. Здесь работают 28 академиков и членов-корреспондентов, 81 доктор и 204 кандидата наук. В Институте проводятся фундаментальные и прикладные исследования по всестороннему изучению и освоению недр Земли, а также рациональному использованию природных ресурсов, в том числе по программам международного, государственного, отраслевого и регионального значения.

В институте традиционно широко осуществляется интеграция с академической наукой, являющаяся неотъемлемой частью подготовки высококвалифицированных специалистов и направленная, прежде всего, на повышение уровня образовательного процесса.

Институт успешно осуществляет многоуровневую систему подготовки, в том числе подготовку бакалавров (восемь направлений), магистров (18 программ) и дипломированных специалистов (2 специальности на очной форме обучения и 2 – на заочной); готовит кандидатов наук по 25 специальностям и докторов наук по восьми специальностям. Работают пять диссертационных советов, которые принимают к защите кандидатские и докторские диссертации по 14 специальностям.

В Институте природных ресурсов ведётся подготовка магистров по трем программам уровня Double Degree:

- «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (Hariat-Watt University, Великобритания);
- «Экологические проблемы окружающей среды» (Paris-Sud 11 University, Франция).
- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (Hariat-Watt University, Великобритания).

Диплом ТПУ и диплом зарубежного вуза-партнера открывает перед нашими магистрами большие перспективы. Но и не только российские студенты заинтересованы в этих программах. В этом году мы выпустили пять французских магистров, приехавших к нам из Университета Париж-11. Это хороший старт, уверен, за ними последуют и другие желающие.

В институте созданы передовые лаборатории и уникальные инновационные центры для научных исследований и опережающей подготовки специалистов мирового уровня по наиболее актуальным проблемам минерально-сырьевого комплекса. Это Центр урановой геологии, Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, Научно-инновационный центр космогеологических исследований «Космогеология» и другие.



Профессор С. Н. Харламов ведет занятие со студентами в Международной научно-образовательной лаборатории «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен» ИПР ТПУ



Минералогический музей ИПР ТПУ

студенты знают, что тем самым они гарантируют себе успешное будущее. Перспективы перед ними открываются огромные, нужно только старательно учиться. Что и говорить, свыше 90 процентов выпускников Института трудоустраиваются по распределению. И спрос на этих специалистов в настоящее время превышает предложение. В среднем на каждого выпускника приходится по 3-4 заявки от предприятий, на некоторых специальностях число заявок достигает 15!

Институт постоянно развивается. Совершенствуются учебные программы, приглашаются иностранные специалисты, разрабатываются новые программы повышения квалификации, открываются новые научно-исследовательские лаборатории. Только молодежных научных объединений в ИПР насчитывается до 14 в зависимости от научных направлений ИПР. Существенно обновилась материально-техническая база, приобретено множество нового современного и уникального оборудования.

Большую роль в развитии института и университета играет поддержка партнеров. Так Томский политехнический университет стал опорным вузом в программе инновационного развития ОАО «Газпром» и одним из шести ведущих вузов программы инновационного развития ОАО «АК «Транснефть». Также нашими стратегическими партнёрами являются ОАО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Алроса», ЗАО «СИБУР Холдинг», зарубежные компании TNK-BP, Shell, Schlumberger, Nord Imperial и т.д.

Ведущие российские компании помогают нам не только в оснащении аудиторий и лабораторий, но и в грантовой поддержке лучших студентов и преподавателей, в стипендиях студентам, практике и трудоустройстве. К примеру, мы готовим к открытию новый научно-образовательный Центр «ХИМТЕК», созданный совместно с ЗАО «СИБУР», в прошлом году открыли Центр фармацевтической и биотехнологической промышленности в сотрудничестве с ЗАО «Р-Фарм», в этом году совместно с ОАО «Газпром» мы запустили уникальный виртуальный обучающий программный комплекс «Виртуальный промысел». Все это гарантирует выпускникам ИПР перспективу интересной работы, достойной зарплаты и карьерного роста, если они будут хорошо трудиться, и зарекомендуют себя грамотными, ответственными специалистами. Именно в тесном сотрудничестве с ведущими российскими компаниями мы можем подготовить высококлассных профессионалов.

Используя многолетние многоплановые традиции, опыт и невероятный потенциал Институт природных ресурсов за очень короткий срок стал одним из самых успешных и перспективных научно-образовательных структур Ведущего исследовательского Томского политехнического университета. Впереди у нас большие перспективы и немало планов по развитию института, а значит мы сможем написать еще немало достойных страниц в летописи института.

Традицией Института природных ресурсов является тесная взаимосвязь науки и учебного процесса. Это позволяет готовить в ИПР на протяжении всех лет высококлассных творческих специалистов, которые широко востребованы и сегодня на производстве и в научных организациях, как в России, так и за рубежом. Достаточно сказать, что 7 студентов ИПР за научные работы награждены Медалями А Н СССР и Российской академии Наук. С 2004 г. по настоящее время 6 студентов ИПР выиграла звание «Лучший выпускник мира» по своей специальности. 30 студентов удостоены звания «Лучший выпускник России», 412 студентов в последние 40 лет награждены за научную работу Дипломами Минвуза СССР, а позднее РФ. Все это подтверждает высочайший уровень подготовки выпускников в ИПР.

Выбирая Институт природных ресурсов, наши



Лаборатория промысловых и тампонажных растворов ИПР ТПУ

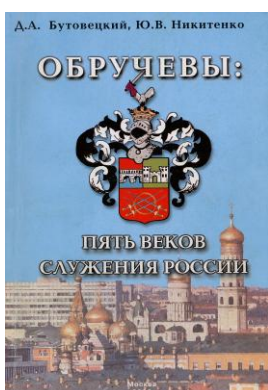


Рис. 2

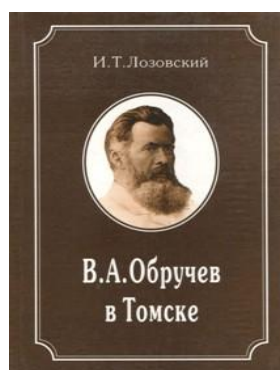


Рис. 3

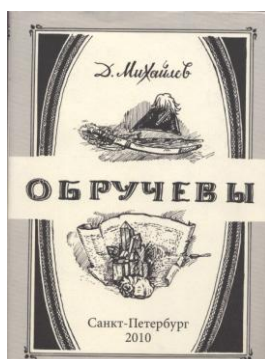
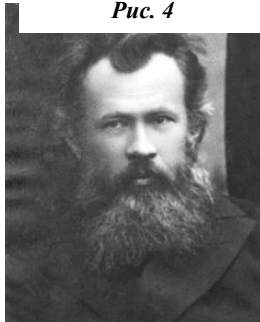


Рис. 4

Рис. 1.
В.А. Обручев. 1910 г.

В 1895–1898 годах В.А. Обручев в качестве начальника Забайкальской горной партии проводит геологические исследования в Селенгинской Даурии вдоль строящейся Сибирской железной дороги. Итоговый труд «Орографический и геологический очерк Юго-Западного Забайкалья» отмечен премией им. Г.П. Гельмерсена Российской академии наук (1918).

К 150-ЛЕТИЮ АКАДЕМИКА В.А. ОБРУЧЕВА Б.Д. Васильев, доцент Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уважаемые коллеги! Открывающийся 2 апреля 2013 года в Национальном исследовательском Томском политехническом университете XVII Международный симпозиум студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» посвящён 150-летию со дня рождения академика АН СССР, лауреата Ленинской и Сталинских премий, Почётного президента Географического общества СССР, основателя горно-геологического образования в Сибири и Сибирской геологической школы, всемирно известного путешественника, исследователя Азии, горного инженера Владимира Афанасьевича Обручева (рис. 1).

Жизнь и творческий путь академика В.А. Обручева широко освещались в печати, однако в последние 20 лет появились новые публикации (рис. 2, 3, 4, 5), существенно дополняющие характеристику «рыцаря факта», нашего Учителя [1, 2, 3, 4].

Родился В.А. Обручев 10 октября 1863 года в семье потомственного военного. Его отец, Афанасий Александрович (1835-1881) участник Крымской войны, командовал позже полком и принадлежал к древнему дворянскому роду Обручевых, многочисленные представители которого на протяжении пяти столетий достойно служили Отечеству по военному ведомству.

Мать В.А. Обручева, Полина Карловна Гертнер, до замужества служила гувернанткой в доме Обручевых. Позже занималась воспитанием собственных детей, обучила их немецкому и французскому языкам, привила им аккуратность и добросовестность, определивших «обручевский стиль» в работе.

В 1881 г. Владимир Афанасьевич окончил Виленское реальное училище по химическому отделению и успешно выдержал вступительные экзамены в два петербургских института: Технологический и Горный. Обучаясь в Горном институте, В.А. Обручев увлекся литературной деятельностью и в 1884 г. намеревался даже оставить институт. С геологией Владимир Афанасьевич соприкоснулся только после третьего курса, приняв участие летом 1884 г. в геологической экскурсии вдоль реки Волхов под руководством профессора И.В. Мушкетова, чем и определился выбор его дальнейшего жизненного пути: он решил стать геологом и путешественником. Наставниками В.А. Обручева были крупнейшие авторитеты в геологии, профессора А.П. Карпинский, И.И. Лагузен, Г.Д. Романовский, но главным учителем был профессор Иван Васильевич Мушкетов, по рекомендации которого В.А. Обручев сделал свои первые переводы научных статей с немецкого и французского и опубликовал их в «Горном журнале» (1886). По рекомендациям И.В. Мушкетова выпускник Петербургского Горного института В.А. Обручев стал «аспирантом» Закаспийской железной дороги (1886), первым штатным геологом Восточной Сибири (1888), единственным геологом

Центрально-Азиатской экспедиции Г.Н. Потанина (1892), профессором и основателем Горного отделения первого в Сибири Томского Технологического института (1901).

В 1886–1888 годах В.А. Обручев проводил геологические исследования вдоль строящейся Закаспийской железной дороги, результаты которых отмечены Серебряной (1887) и Малой золотой (1890) медалями Русского географического общества (РГО).

В 1888–1892 годах В.А. Обручев – первый штатный геолог Иркутского горного управления – исследует Прибайкалье и Олекминско-Витимский золотоносный район, начинает составление «Истории геологического исследования Сибири».

В 1892–1894 годах Владимир Афанасьевич участвует в экспедиции Г.Н. Потанина в Монголию, Центральную Азию, Северный Китай, итоги которой отмечены премией Н.М. Пржевальского РГО (1894), премией им. П.А. Чихачева Парижской академии наук (1898), Константиновской золотой медалью РГО (1901).

В 1899 году Владимир Афанасьевич был командирован в Германию, Швейцарию и Австрию для изучения геологического строения этих стран, участвовал в VII Международном географическом конгрессе в Берлине, а в 1900 году – в VIII Международном геологическом конгрессе в Париже.

В начале 1901 года директор Томского технологического института Е.Л. Зубащев (по рекомендации профессора И.В. Мушкетова) пригласил горного инженера В.А. Обручев возглавить кафедру геологии и открывающееся Горное отделение ТТИ. С 1 июля 1901 года В.А. Обручев назначается исправляющим должность ординарного профессора по кафедре геологии, а с 9 октября избирается деканом Горного отделения ТТИ. Читая лекции профессор Обручев начал лишь с осени 1903 года и, таким образом, в первые два года пребывания в институте был полностью занят организационной и научной работой. Он одновременно является членом Совета института (до 10.03.1912), деканом двух отделений (Химического - по октябрь 1903 г. и Горного – по январь 1909 г.), членом хозяйственного комитета (по январь 1909), членом комитета по студенческим делам (по январь 1909 г.), членом Высочайше учрежденного Строительного комитета по возведению зданий ТТИ (по 1906 г.), председателем Библиотечной комиссии (1901-1903 и 1909-1911 годы), исправляющим должность ординарного профессора по кафедре геологии (по 10.03.1912 г.), заведующим Геологическим кабинетом (по 10.03.1912 г.), председателем профессорского дисциплинарного суда (с 1.09.1909 по 1 06 1910 г.), редактором «Известий ТТИ» (с 1.06.1909 по 10.03.1912 г.), эпизодически исполняет обязанности директора института (с 12.02 по 10.05 1906 и с 1.07 по 23.08.1910 г.), а в период с 28.07.1907 по 1.09.1908 г. заведует и Минералогическим кабинетом.

С присущими ему основательностью и методичностью В.А. Обручев включается в организационно-методическую и педагогическую работу: разрабатывает «Положение об отделениях ТТИ», «Правила заведования библиотекой ТТИ, приобретения книг и пользования ими», составляет подробную записку-задание на проектирование Горного корпуса, «исследует грунт посредством бурения под существующими и предполагаемыми к постройке зданиями института», курирует строительство Горного корпуса и жилого флигеля (1902–1906 г.г.), подбирает кадры для открывающихся кафедр горно-геологического цикла. Ядро Горного отделения в этот период составляют профессора Обручев В.А., Зайцев А.М., Тове Л.Л., Янишевский М.Э., Доборжинский С.Ю., Соболевский П.К., лаборанты (ассистенты) Рязанов В.Д., Емельянов А.В., Гудков П.П., Казанский П.А. Уже с 1901–1902 годов интенсивно ведется формирование Горного музея, Геологического, Палеонтологического, Минералогического кабинетов. С 1903 г. - кабинета Горного искусства, а с 1907 г. - Геологического музея. Приобретаются, заказываются (частично за рубежом) приборы, коллекции, снаряжение, книги, пособия, мебель.

Заведая Геологическим кабинетом, В.А. Обручев тщательно вел инвентарную книгу, листы которой были пронумерованы и скреплены большой печатью красного сургуча. В ней с 1901 по 1912 годы он собственноручно сделал более 2600 записей,

что позволяет проследить, как создавался и оборудовался Геологический кабинет, кто был причастен к пополнению его коллекций, к изготовлению пособий и мебели.

Формируя учебные планы Горного отделения в 1901/02 годах, Обручев уже тогда проявил себя как серьезный методист высшей школы. Признанием этого является его участие в сентябре-декабре 1902 года «в трудах Высочайше учрежденной Комиссии по пересмотру уставов высших учебных заведений Министерства Народного Просвещения» в качестве представителя ТТИ. С осени 1906 года институт перешел на предметную систему обучения. В.А. Обручев разработал новый учебный план Горного отделения, определил последовательность изучения дисциплин, порядок сдачи экзаменов и выполнения практических работ, построил «График предметной системы Горного отделения» (сетевой график!), помещенный в приложениях к отчету ТТИ за 1906 год.

Педагогическую деятельность В.А. Обручев начал с чтения лекций по физической геологии студентам

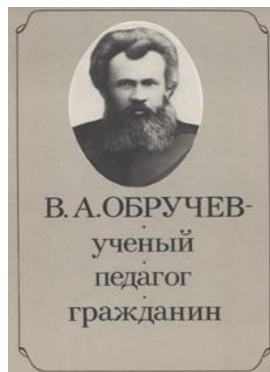


Рис. 5

III курса Горного отделения в 1903/04 учебном году. С осени 1904 года он читает лекции по петрографии и в 1905 году издает «Курс петрографии. Лекции, читанные студентам института». Кроме того, Обручев читает курсы «Полезные ископаемые» (с 1903/04 года) и «Практическая геология» (с 1904/05 уч. года), руководит учебной геологической практикой в окрестностях г. Красноярска (1908 г) и дипломными работами. Непосредственно под руководством профессора Обручева в период его работы в ТТИ 19 студентов выполнили дипломные работы, причем трое из них - М.А. Усов, Н.С. Пени и А.И. Козлов - стали стипендиатами (аспирантами) Горного отделения ТТИ. Таков личный вклад В.А. Обручева в подготовку горных инженеров и профессуры в стенах ТТИ. Всего же в обручевский период ТТИ было подготовлено 119 горных инженеров, заложивших начало сибирской горно-геологической школы.

В 1905, 1906 и 1909 годах В.А. Обручев «по поручению и на средства ТТИ» совершил три научных экспедиции для геологического изучения горных хребтов и пустынь Пограничной Джунгарии (Западный Китай). В этих экспедициях участвовали сыновья Обручева (Владимир и Сергей) и М.А. Усов (студент 4 курса в 1906 г., профессорский стипендиат – в 1909 г). Для науки был открыт «Золовый город», описаны месторождения золота, угля и асфальта. Предварительные отчеты об экспедициях были опубликованы в «Известиях ТТИ» в 1907, 1908 и 1910 годах. Трехтомный научный отчет (1700 страниц) был составлен В.А.



Рис. 6

Обручевым и М.А. Усовым. Последним была выполнена по материалам экспедиции дипломная работа «Граниты Джаира» (1908) и магистерская диссертация (1911).

В Томский период деятельности В.А. Обручев [2, 4] продолжал обработку материалов ранее проведенных научных экспедиций и публиковал их результаты, проводил экспертизу золотых рудников в Горном Алтае, Кузнецком Алатау и начал публиковать «Геологический обзор золотоносных районов Сибири» (1909-1911).

После студенческих волнений в ТТИ в 1911г. и последовавшей за этим министерской ревизии В.А. Обручев был уволен в отставку с 10 марта 1912 года. Последнюю лекцию он читал в ТТИ 15 марта 1912 года. Сразу же после февральской революции Совет ТТИ в заседании от 30 марта 1917 года решил принять меры к возвращению в институт лиц преподавательского персонала, уволенных ранее из института по политическим мотивам. В.А. Обручеву была направлена телеграмма с приветствием и запросом о желании возвратиться в Томск. По состоянию здоровья Владимир Афанасьевич возвратиться не мог и тогда Совет ТТИ в заседании от 5 мая 1917г. по предложению профессоров П.П. Гудкова, А.В. Лаврского и М.А. Усова

избирает «почетным членом Института Владимира Афанасьевича Обручева, как известного путешественника и геолога, оказавшего большие услуги делу геологического изучения Сибири и сопредельных с нею стран Азии и проводившего большую и ценную работу по постановке преподавания геологических наук на Горном отделении Института».

В 1912-1918 годах В.А. Обручев занимается научной работой в Москве, публикует материалы, проводит экспертизу золотых рудников в Кузнецком Алатау и Забайкалье (1912), изучает новейшую тектонику и древнее оледенение Алтая (1914), проводит экспертизу медного рудника на Кавказе (1915), изучает минеральные источники в Крыму (1916-1917), разведует месторождение цементного сырья в Донбассе (1918).

В 1918 году Харьковский университет присвоил В.А. Обручеву ученое звание доктора геологических наук без защиты диссертации. С 1919 по 1929 год профессор В.А. Обручев снова на педагогической работе: в Таврическом университете (1919-1921) и Московской горной академии (1921-1929). В этот период им издаются учебники по физической геологии, рудным месторождениям и полевой геологии.

В 1921 году В.А. Обручев избирается членом-корреспондентом Российской Академии наук. В 1926 году в Берлине издается «Geologie von Sibirien», за которую В.А. Обручеву присуждается Ленинская премия (1926).

В 1929 году В.А. Обручев избирается академиком АН СССР и переходит на работу в Академию наук.

В 1929-1933 годах он – директор Геологического института АН СССР, в 1930–1939 г.г. – председатель Комиссии (Комитета) по изучению вечной мерзлоты при АН СССР, в 1939–1956г.г. – директор Института мерзлотоведения им. академика В.А. Обручева АН СССР, в 1942–1946г.г. состоял академиком-секретарем Отделения геолого-географических наук АН СССР, в 1946–1953г.г. – член Президиума АН СССР. В 1937 году он возглавлял советскую делегацию на XVII сессии Международного Геологического конгресса (Москва).

В 1941 году В.А. Обручеву присуждена Сталинская премия I степени за трехтомную монографию «Геология Сибири», изданную в 1935–38 годах, а в 1950 году – Сталинская премия I степени за многотомную монографию "История геологического исследования Сибири", опубликованную в 1931-1949 годах. В.А. Обручев – Герой Социалистического Труда (1945), награжден орденом Трудового Красного Знамени (1938), пятью орденами Ленина (1943, 1945, 1948, 1953, 1953), Золотой медалью им. А.П. Карпинского АН СССР за работы в области геологических наук (1947).

В 1939 году Президиум АН СССР учредил премию им. В.А. Обручева за лучшие работы по геологии Сибири. Именем Обручева названы научные учреждения, вулканы, ледники, горы и горные хребты, минералы и окаменелости.

Энциклопедист в области геологии и географии, В.А. Обручев внес существенный вклад в изучение пяти крупных научных проблем: 1 – происхождение лесса, 2 – древнее оледенение Сибири и Центральной Азии, 3 – тектоника вообще и Сибири в частности, 4 – геология месторождений золота, 5 – древнее темя Азии. Страстный популяризатор геолого-географических знаний, автор научно-фантастических и приключенческих романов «Земля Санникова», «Плутония», «Золотоискатели в пустыне», «В дебрях Центральной Азии».

В.А. Обручеву по праву принадлежит почетное звание основоположника геологии Сибири, основателя Сибирской горно-геологической школы. Бюст его установлен в актовом зале ТПУ, а на здании I корпуса ТПУ – мемориальная доска. Именем Обручева названа улица в г. Томске и научно-техническая библиотека ТПУ. В 2010 году в Аллее Геологов у 1 корпуса ТПУ открыт памятник В.А. Обручеву (Рис. 6).

В.А. Обручев постоянно поддерживал связь с Томском, с Политехническим институтом, пересылал в НТБ ТПИ отгиски своих работ, интересовался работами томичей. Поддерживают связи с ТПУ и потомки В.А. Обручева. В 1970 году в «Обручевском нашествии на Томск» участвовали Дмитрий Владимирович Обручев (младший сын) и Наталья Владимировна Обручева (внучка), которая позже принимала участие и в торжествах в

связи со столетием горно-геологического образования в Сибири (2001 г.), столетием первого выпуска горных инженеров (2008 г.), открытием памятника В.А. Обручеву в Аллее Геологов у Горного корпуса ТПУ (см. рис. 6). Она – гость нашего Симпозиума (2013 г.).

Завершая краткий очерк жизни и деятельности академика В.А. Обручева и учитывая молодежный состав нашего Симпозиума, хочу обратить ваше внимание на отношение академика В.А. Обручева к молодежи, особенно ярко проявившееся в последнее десятилетие его жизни, когда в различных изданиях публикуются его обращения к молодежи («Советы юным геологам», 1947 г.; «Юным разведчикам недр», 1955 г.; «Моим молодым друзьям», 1955 г. и др.). Наиболее значимыми являются: обращение к студентам геологического факультета МГУ [5] и письмо к советской молодежи в связи с открытием XII съезда ВЛКСМ [6], которые многократно тиражировались до 1964 года.

Предлагаю вашему вниманию некоторые извлечения из обращений В.А. Обручева к молодежи (в редакции В.А. Обручева!), сделанные им 60 лет тому назад в возрасте 90 лет. Рекомендую всем сидящим в этом зале примерить его советы и наставления на – себя и оценить их актуальность в настоящее время. Итак, ... слушаем обращение В.А. Обручева к молодежи, к вам.

... **«Молодые друзья!**

...В день 90-летия моей жизни, посвященной геолого-географическому изучению нашей Родины, я призываю молодежь, принятую в учреждения высшей школы, к самому глубокому, в полную меру своих молодых сил, изучению избранной специальности.

Будьте достойными тех величественных задач, которые даст вам родная страна, когда вы выйдете из стен университета или института. Глубоко, всесторонне осваивая свою область, не ограничивайтесь ее рамками, старайтесь постоянно овладевать всей суммой знаний, накопленных человечеством, в том числе и в соседних, смежных с вашей специальностью науках.

Будьте упорными в учебе, не останавливайтесь перед трудностями, если преодоление их потребует, быть может, напряжения всех ваших умственных и физических сил. Помните, что труд геолога почетен и благороден в нашей стране, потому что направлен он на пользу трудящихся, на пользу всего народа. Овладев вершинами знаний, талантливые сыны народа входят у нас в науку, как ее полноправные хозяева.

Молодые друзья!

Вы только начинаете свое путешествие в мастерство, в творчество, в науку, в жизнь. И мне, старику, который прошел много верст по неисследованным землям, много искал в дебрях науки, хочется дать вам, начинающим путешественникам, **несколько напутственных советов.**

Любите трудиться. Самое большое наслаждение и удовлетворение приносит человеку труд. Добывайте право сказать: я делаю нужное дело, моей работы ждут, я приношу пользу.

Не отрекайтесь от мечты! Я разумею юношеские мечтания об открытиях, о творчестве.

Дерзайте! Беритесь за большие дела, если вы беретесь всерьез. Способности, как и мускулы, растут при тренировке. Большие открытия не всякому по плечу, но кто не решается пробовать, наверняка ничего не откроет. Вы должны далеко уйти от своих дедов и прадедов.

Не скрывайте своих намерений, не держите замыслы в секрете. Это не скромность, а наоборот – гордость, ложный стыд и жадность старателя-собственника, хранящего для себя золотую жилу. Если ваше предложение на самом деле золотое, вы не сможете разрабатывать его в одиночку, если вы обманулись – зачем вам тратить время, вам сразу укажут ошибку.

Не прячьте ревниво каждую мысль: все равно, если вы будете долго прятать ее, другие додумаются до той же идеи...

Меня часто упрекали, что я тороплюсь, публикуя наблюдения. Но я не жалел об этом ни разу. Иные находки я не смог осмотреть как следует сам, за меня довели работу другие. Так, в пустыне Гоби я нашел зуб носорога, а, идя по моим следам, большие экспедиции обнаружили целые кладбища вымерших животных. Иногда мои статьи встречали возражения, я выслушивал их, возвращался к теме, искал новые факты, расширял ее. Таким образом, не только советы друзей, но и возражения моих научных противников помогли мне совершенствовать работу.

Будьте принципиальны. Нам нужна истина, и только истина. Не старайтесь угодить приятелям, примирить своих учителей, никого не обидеть. На этом пути вы найдете, может быть, спокойствие и даже благополучие, но пользы не принесете никакой. **Не бойтесь авторитетов.** И если среди вас есть будущие геологи, которые не согласятся с академиком Обручевым (хотелось бы, конечно, чтобы таких было немного!), – смело выступайте против него, если у вас есть данные, опровергающие его выводы.

Но не рассчитывайте на легкую победу, на открытие с налета, на осенивающую вас идею. Все, что лежало под руками, давно уже подобрано и проверено, то, что легко приходит в голову, давно пришло в голову и обсуждалось. **Только на новых фактах, на новых наблюдениях можно строить новые достижения. Факты – это кирпичи, из которых складывается человеческий опыт, это ваше оружие в творчестве. Неустанно ищите факты, собирайте их в природе и в книгах, читайте хорошие учебники от доски до доски и, кроме того, книги, не входящие в программу. Изучайте свою специальность досконально, но не жалейте времени и на чужую. Геолог, прекрасно знающий геологию, – ценный человек, а знающий, кроме того, географию, химию и другие науки – возможный изобретатель.**

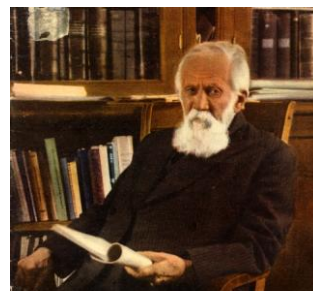


Рис. 7. В.А.Обручев, 1953 г.

Получив диплом, вы начнете самостоятельную научную жизнь. **И должен, по дружбе, предупредить вас: на первых порах вам будет трудно.** До сих пор вы учились, ваши учителя вели вас за руку по широкой и гладкой асфальтовой дороге. За 15 лет в школе и в вузе вы прошли путь, который человечество проходило за несколько тысячелетий. Но затем асфальтовая магистраль обрывается... Вам придется ощупью пробираться по нехоженным тропинкам. В темных дебрях неведомого вы должны будете находить путь своими силами. На первых порах вам захочется делать открытия с той же легкостью, с какой вы узнавали о них на лекциях. Но теперь вам придется набраться терпения, снизойти до ежедневной черной работы наблюдателя фактов. **Будьте терпеливы, настойчивы, доводите дело до конца! Не падайте духом при неудачах! Неудачи неизбежны у исследователя, ищущего свою дорогу.**

Будьте настойчивы, упорны, но не упрямы. Не цепляйтесь за свои выводы. Помните, что на свете есть много умных людей, которые могут заметить у вас ошибки, и если они правы, не стесняйтесь согласиться с ними.

Наука требует принципиальности. Ищите правду, и только правду. Не припутывайте к доводам науки посторонние соображения – соображения самолюбия, выгоды, приятельских отношений, преклонения перед авторитетами.

И вот наступит день, когда вы представите свою находку на суд ученых. Это будет торжественный, волнующий, богатый день вашей жизни. Желаю вам, чтобы он был радостным. К сожалению, не у всех и не всегда это бывает так. Дело в том, что **в науке, как и в жизни, новое появляется рядом со старым, новое должно вытеснить старое, победить его.** А открытия не валяются с неба, как метеориты, скорее, открытие можно сравнить с деревом, которое вырастает из тоненькой былинки. И вот является такая былинка – стебелек и пара листочков. А вокруг лес старых представлений – кряжистые дубы, и пусть они прогнили насквозь, их кроны кое-где еще заслоняют свет. Они не хотят падать, и росток с первых же дней жизни начинает борьбу.

Иной раз случается – в истории это бывало неоднократно, – что новое терпит на первых порах поражение. Пусть это не пугает вас: такие поражения – временны. **Правильная идея не может погибнуть.** Более того, в борьбе она набирается сил, очищается от недостатков.

Я хочу верить, что в своей новаторской работе вы встретите меньше препятствий, чем встречали мы в старое время. **Но, чтобы двинуть науку вперед, вам обязательно придется преодолеть инерцию, и прежде всего инерцию собственного незнания, собственных привычных представлений.** Вам предстоит трудная борьба, заранее готовьте к этой борьбе оружие, **мощное оружие ученого – умение видеть и собирать факты без всякой предвзятости.** Учитесь наблюдать жизнь и природу. **Основа науки – подлинные, точные и проверенные наблюдения.** «Пусть воображение не преобладает у вас над обнажением (геологическим)», – как говорил академик Наливкин.

Ваши собственные наблюдения будут основным вашим оружием в научных поединках. Но, конечно, ограничиваться своими наблюдениями нельзя. Мир слишком велик. Своими глазами вы увидите ничтожно малую долю. Поэтому ищите факты в книгах. Собирайте их ежедневно. **Ищите факты в старых рукописях, в современной иностранной литературе,** старайтесь для этого изучать чужие языки, чтобы науки разных стран были в поле вашего зрения. Старайтесь познакомиться со смежными и далекими науками, потому что в них вы найдете много фактов. История знает немало случаев, когда крупные открытия делали люди, перешедшие из одной науки в другую, собравшие двойной запас фактов.

Итак, за ваше творчество, мои молодые друзья, за ваши коллективные успехи, коллективные достижения!

Счастливого пути вам, путешественники в третье тысячелетие!».

Таково завещание нашего мудрого Учителя.

Литература

1. Бутовецкий Д.А., Никитенко Ю.В. Обручевы: пять веков служения России. – М.: Изд-во Российского университета дружбы народов, 1999. – 199 с.
2. Лозовский И.Т. В.А. Обручев в Томске. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 180 с.
3. Михайлов Д.А. Обручевы. //Геологи России: школы, династии, имена. – Спб.: Изд-во Института геологии и геохронологии докембрия РАН, 2010. – 340 с.
4. В.А. Обручев – ученый, педагог, гражданин: сб. науч. тр. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992. – 142 с.
5. Обручев В.А. Овладевайте геологическими знаниями. //Вокруг света. – М., 1953. - № 10. - С. 2–3.
6. Обручев В.А. Счастливого пути вам, путешественники в третье тысячелетие! //Знание-сила. – М., 1954. - № 3. – С. 1–2.

**К 130-ЛЕТИЮ ПЕРВОГО АКАДЕМИКА СИБИРИ М.А. УСОВА – ПЕРВОГО ВЫПУСКНИКА
ГОРНЫХ ИНЖЕНЕРОВ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
(УНИВЕРСИТЕТА), ОСНОВАТЕЛЯ СИБИРСКОЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ
М.В. Шалдыбин, доцент**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Усов Михаил Антонович (1883-1939). Выдающийся геолог, действительный член АН СССР (1939).

М.А. Усов родился 8 (по старому стилю 20) февраля 1883 года в г. Качинске Томской губернии (ныне г. Куйбышев Новосибирской обл.). Его родители происходили из крестьян Владимирской губернии. Отец – Усов Антон Иванович, с ранних лет был отправлен в Сибирь и всю свою жизнь служил приказчиком разных торговых фирм. Мать – Усова Анна Григорьевна, домохозяйка. Михаил был первым ребенком в семье, и у него было еще восемь братьев и сестер.



Рис.1. Михаил Антонович Усов в студенческие годы

В 1901 г. М.А. Усов окончил Омскую гимназию. Вот некоторые выдержки из характеристики, выданной с пометкой «секретно» директором гимназии в которой он учился: «Семнадцати лет, сын мещанина, из семьи небогатой. Выдающиеся способности, любовь к усидчивости и труду, отличное поведение ставили Усова всегда выше всех его товарищей. Ясность мысли, отчетливость понимания и выражения были всегда отличительными качествами Усова. В нравственном отношении Усов отличался редкой чистотой и благородством. Усова всегда любили товарищи, даже в тех случаях, когда он шел в разрез с общим настроением класса. Усов будет прекрасный студент, отличный товарищ и редких качеств человек». Уже эта скупая немногословная характеристика подчеркивает юное дарование, которым явился М.А. Усов в город Томск, куда приехал после окончания гимназии и поступил на горное отделение Томского технологического института (ТТИ). Уже студентом он обратил на себя внимание преподавателей своими способностями и по окончании института в 1908 г. со званием горного инженера был оставлен профессорским стипендиатом (или как принято называть сейчас - аспирантом) при кафедре общей геологии, которой руководил в то время профессор В.А. Обручев.

Во время обучения М.А. Усов совершает две полевых экспедиции под руководством своего учителя академика, но тогда еще профессора В.А. Обручева в Пограничную Джунгарию (1905-1906, 1909), результатом которых впоследствии будет написанная им диссертационная работа. В 1911 году М.А. Усов был командирован в Санкт-Петербург, где под руководством профессора Ф.Ю. Левинсона-Лессинга работал в области применения законов физико-химии к петрографии. Позднее он работал некоторое время в Киевском университете под руководством профессора Н.И. Андрусова, где сдал магистерские экзамены (1912).

В 1912-1913 гг. М.А. Усов – преподаватель палеонтологии и исторической геологии горного факультета Томского технологического института. В 1913 г. он защищает диссертацию на тему «Описание горных пород пограничной Джунгарии» в Харьковском университете, и получает ученую степень магистра минералогии и геогнозии. После защиты магистерской диссертации М.А. Усов был избран на должность профессора кафедры прикладной геологии Екатеринославского горного института. Защита магистерской диссертации была проведена



Рис. 2. Разведочная партия на месторождении Темиртау. Тельбесский железорудный район, 1926. М.А. Усов стоит в центре.

вне стен ТТИ, поскольку молодой тогда еще развивавшийся технологический институт (университет) не имел права присуждать магистерские степени по геологии. Однако достаточно быстро М.А. Усов вернулся в Томск и практически всю свою жизнь работал в этом городе в ТТИ (ТПУ). После защиты он был утвержден в должности экстраординарного профессора кафедры геологии и палеонтологии Томского технологического института, а в 1916 году стал ординарным профессором этой же кафедры.

В 1921 г. М.А. Усов перешел на кафедру общей геологии, петрологии и прикладной геологии ТТИ, а с 1930 г. после выделения из нее специальных кафедр петрографии и месторождений полезных ископаемых до 1938 г. заведовал кафедрой и кабинетом общей геологии Сибирского геологоразведочного института (в советские годы геологоразведочный факультет ТПИ, ныне Институт природных ресурсов ТПУ). Параллельно с основной работой в ТТИ он также преподавал геологию на Сибирских высших женских курсах в Томске (1912-1917) и на физико-математическом факультете Томского государственного университета (1917-1928).

Всего педагогической деятельности в Томске М.А. Усов посвятил 26 лет своей жизни. Ученый был блестящим лектором и педагогом, большое внимание уделял подготовке лекционных курсов и учебников. Не ограничиваясь составлением плана или конспекта, М.А. Усов писал полностью все содержимое лекций, в которых не только раскрывал предмет, но также ставил новые проблемы и пути их исследований с включением самых современных данных по геологии, многие из которых были получены им самим непосредственно из собственных научных работ. В результате такой углубленной работы над каждым курсом, практически за два-три года М.А. Усов создавал учебник, и таких учебников было написано семь по разным курсам. Например, после двухлетнего чтения курса палеонтологии и исторической геологии он опубликовал оригинальный учебник по исторической геологии (1914). Как позднее выразился выдающийся исследователь недр Казахстана академик К.И. Сатпаев: «Почти по всем отраслям геологической науки М.А. Усов написал научные и учебные труды». Эти факты позволяют нам говорить о том, что М.А. Усов был блестящим энциклопедистом геологии, что неоднократно подчеркивали его современники и признают его потомки.

В Томском технологическом, позднее индустриальном и политехническом, институте М.А. Усов вел большую учебно-методическую и административную работу. В 1916 г. он секретарь Совета института, в 1917-1922 гг. – декан Горного факультета, в 1920-1926 гг. – член правления и проректор института по учебной и научной работе.

Становление нового советского государства в начале XX века поставило проблему развития территории Западной Сибири, так как это был практически новый неизведанный край. Развитие геологии и поисков полезных ископаемых привело к тому, что в начале века на территории нынешнего Кузбасса были открыты месторождения железа, а также новые месторождения угля. Важнейшей народнохозяйственной задачей стало создание минерально-сырьевой базы для проектирования в Сибири металлургического завода. Главным идеологом, научным проводником и организатором этого решения стал М.А. Усов. Еще ранее на востоке страны была создана и организована работа отечественной геологической службы. Он принимал деятельное участие в учреждении в Сибири отделения Геологического комитета, 10 лет был директором (председателем) Сибирского (Западно-Сибирского) отделения Геологического комитета (1920-1930).

В 1921-1930 гг. М.А. Усов – главный консультант трестов Сибуголь, Кузбасстрест и Шахтстрой, в 1926-1930 гг. – старший геолог Тельбессбюро. Главный организатор поисково-разведочных работ в Западной Сибири – М.А. Усов. Так, к поискам и разведке железных руд для Кузнецкого металлургического завода (1929-1931) им были привлечены десятки студентов, выполнявших обязанности прорабов, геологов и начальников партий.

После 1917 года М.А. Усов практически непрерывно и постоянно занимался железорудной тематикой и исследованием Кузнецкого угольного бассейна, вплоть до 1928 г. Он выполнял экспертизу Новосудженских копей (1917); изучал восточную границу Анжеро-Судженского угленосного района; произвел экспертизу Судженских копей (1918); изучал Анжерское месторождение; провел разведочные работы на Щербиновском участке (1919); занимался исследованиями Кемеровского и Ленинского районов (1922); составил геологический разрез по реке Томи от устья реки Бельсу до г. Томска (1923); проводил исследования в Киселевском, Прокопьевском и Ленинском районах.



**Рис. 3. М.А. Усов.
Действительный
член АН СССР, 1939 г.**



Рис. 4. Надгробный камень, установленный на могиле М.А. Усова в 2012 году на Южном кладбище (г. Томск)

Особое внимание М.А. Усов уделял поискам и разведке месторождений железных руд и другого минерального сырья, необходимого для проектировавшегося в то время Кузнецкого металлургического завода. Он организовал и возглавил в Горной Шории поисковые и разведочные работы, в результате которых были открыты новые месторождения; сам детально исследовал Тельбесское месторождение, считавшееся тогда крупнейшим в Сибири. В 1934 году им была написана работа «К методике поисков железных руд в горных районах края», которая послужила основным руководством при проведении поисковых работ на железорудное сырье.

В последующее время ученый сам геологические партии не возглавлял, но вплоть до 1937 г. осуществлял научное руководство всеми геологическими работами Сибирского отделения Геологического комитета, реорганизованного в Западно-Сибирский геологоразведочный трест и управление. Все основные геологические работы в Сибири и в северной части Казахстана в 1919-1938 гг. проектировались и выполнялись под непосредственным руководством М.А. Усова. Почти все отчеты и издания Сибирского отделения Геологического комитета и Западно-Сибирского геологоразведочного треста и управления этих лет редактировались им. Недаром, академик В.А.Обручев назвал эти годы в истории изучения Западно-Сибирского края «Усовским периодом».

Отмечая его как выдающегося организатора геологоразведочных работ нельзя не отметить его другое призвание - ученого. Круг научных интересов М.А. Усова необычайно широк. В списке его печатных трудов, охватывающих почти все отрасли геологических знаний, насчитывается 140 работ. Они посвящены теоретическим проблемам геологии, петрографии, петрологии, учению о рудных месторождениях, геологии каустобиолитов, рудной геологии, исторической геологии, тектонике, стратиграфии. Широко известна его «Пульсационная теория развития Земли», которая была представлена мировому сообществу геологов на XVII Международном геологическом конгрессе (1937).

Многие работы М.А. Усова посвящены изучению и освоению Кузнецкого каменноугольного бассейна, статьи и монографии по общей тектонике. Особенно важными были работы, посвященные весьма сложному вопросу - тектонике важнейших промышленных районов Кузнецкого бассейна, что позднее оказало неоценимую услугу при вскрытии и разработке угольных пластов. Применение маркшейдерских планов, разрезов и крупномасштабных геологических карт позволило М.А. Усову создать стройную общую классификацию форм дизъюнктивных нарушений, которая была применена для изучения угленосных отложений Кузбасса и других угленосных бассейнов.

Знаковым также по праву считаются петрографические и петрогенетические работы М.А. Усова, посвященные описанию отдельных магматических комплексов Сибири. М.А. Усов разработал идею расчленения магматических пород на фации и фазы. Учение М.А. Усова о фациях магматических пород тесно связано с его теорией образования эманационных рудных месторождений, под которыми он понимал рудные образования, созданные всеми горячими растворами.



Рис. 5. Памятник М.А. Усову у здания геологоразведочного факультета Томского политехнического университета

Основные идеи М.А. Усова по региональной геологии отразились в работе «Фазы и циклы тектогенеза Западно-Сибирского края» (1936). Чередование восходящих и нисходящих движений земной коры приводит к разделению осадочных образований на геологические тела, несущие только им свойственные особенности в литолого-петрографическом составе и комплексе полезных ископаемых. Исходя из общих задач развития геологической науки, М.А. Усов в последние годы своей жизни уделял много внимания разработке общетеоретических проблем геологии. Основным итогом его работ в данной области была «геотектоническая теория саморазвития Земли», главные положения которой опубликованы в его капитальной монографии по фазам и циклам тектогенеза Западной Сибири.

В 1932 г. М.А. Усов был избран членом-корреспондентом АН СССР. В 1934 г. М.А. Усову была присвоена ученая степень доктора геолого-минералогических наук без защиты диссертации. В 1938 г. ученый переехал в Москву, где был назначен директором Всесоюзного (ныне Всероссийского) научно-исследовательского института минерального сырья (ВИМС). На этом посту он оставался до избрания в действительные члены АН СССР (1939).

Педагогическая, научно-исследовательская и организаторская деятельность М.А. Усова сочеталась с большой общественной работой. Он был бессменным депутатом Томского горсовета, членом пленума Западно-Сибирского крайисполкома и Новосибирского облисполкома.

Еще при жизни ученого, когда отмечалось 25-летие его научно-педагогической деятельности, улица Буткеевская г. Томска была переименована в «улицу профессора М.А. Усова».

Умер Михаил Антонович Усов 26 июля 1939 г. на курорте Белокуриха на Алтае.

После смерти М.А. Усова у здания геологоразведочного факультета Томского политехнического института (ныне университета) был установлен бюст ученого. В 2012 году на Южном кладбище г. Томска был установлен надгробный камень.

Секция 1

ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

КЛАССИФИКАЦИИ КАРСТОВЫХ ПЕЩЕР И ПОЛОСТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ БАЙКАЛО-СТАНОВОЙ СПЕЛЕОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАНЫ

Е.Е. Барабашева, С.И. Стасенко

Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

На территории Забайкальского края на сегодняшний день известно более 50 пещер общей протяженностью свыше 5000 м и глубинами до 100-150 м, относимых к Забайкальской области Байкало-Становой спелеологической страны [2]. Позднее В.Н. Дублянский (1999) при составлении сводки изученности карстовых полостей обособленно выделил Забайкальскую спелеологическую провинцию [1].

Спелеология, как наука, возникла на стыке геологических (общая геология, гидрогеология, геоморфология), географических (гидрология, климатология, почвоведение, ландшафтоведение, палеогеография), биологических (ботаника, зоология) и антропологических (археология, антропология, медицина, спорт) составляющих.

С точки зрения спелеогенеза (происхождения) пещеры бывают искусственные (антропогенные) и естественные. К искусственным объектам, созданным руками человека, относятся катакомбы, каменоломни (Московские, Сьянские, Володарские, Керчинские и др.), подземные города и храмы (Чуфут-Кале (Бахчисарай, Крым), Киевская Печерская лавра и др.), современные подземные сооружения и коммуникации.

Естественные пещеры, в виде различных полостей, присутствуют как в карстующихся – выщелачиваемых породах, так и некарстующихся - связанных с тектоническими (скрытые или имеющие доступ на поверхность небольшие полости, ниши, трещины, разломы и сбросы в гранитах, базальтах, диоритах и прочих нерастворимых в воде горных породах) и вулканическими (тоннели и коридоры в застывших лавовых потоках) процессами, породах.

Кроме того, пещеры подразделяются на пять групп - тектонические, эрозионные, ледовые, вулканические и карстовые.

Спелеология, как наука, в основном, занимается карстовыми пещерами. Для образования карстовых пещер необходимо наличие: 1) карстующихся пород, 2) трещин в толще массива в результате тектонических подвижек и 3) агрессивных циркулирующих вод. На эти необходимые условия накладываются локальные особенности климата и рельефа. Это и приводит к появлению карстовых полостей различной конфигурации.

Основными морфологическими элементами карстовых пещер являются вертикальные пропасти, шахты и колодцы, горизонтально-наклонные пещеры, залы, лабиринты. Эти элементы возникают в зависимости от вида нарушений в толще карстующегося массива.

Классификацией подземных полостей ранее занимались Г. Кирл (1924), Ф. Бублейников (1953), Г. Максимович (1963), Х. Триммель (1968), Л. Маруашвили (1973), Т. Ратгебер (1980), К. Кирман (1982), Н. Байт (1983), Р. Съёберг и др. Наиболее полной является классификация В.Н. Дублянского, согласно которой подземные полости подразделяются на 2 группы (естественные и искусственные полости), 3 класса по источнику энергии полостеобразующих процессов (эндогенные, экзогенные и антропогенные), 14 подклассов по характеру перемещения вещества и 27 типов по основному процессу, приводящему к ее образованию [1]. Классификация включает только моногенетические (образованные одним ведущим процессом) полости, хотя в природе, зачастую присутствуют более сложные, полигенетические образования.

Для более полного описания пещер нами предлагается попытка создания дополнительных классификационных подразделений с учетом морфометрических, генетических, геологических, климатических, антропогенных, техногенных факторов, а также по степени необходимой охраны данных объектов.

I. Морфометрические классификационные параметры:

а) пещеры, находящиеся на поверхности в горных массивах (без спуска, возможен подъем); б) пещеры, находящиеся в глубине горных массивов (со спуском); в) смешанные или многоуровневые пещеры (в наличии как горизонтальные сводовые образования, так и спуск в нижние горизонты).

По амплитудам глубин: а) приповерхностные пещеры (глубины 1-10 м); б) пещеры средней глубины (глубины 10-50 м); в) глубокие пещеры (глубины 50-100 м); г) сверхглубокие пещеры (глубины более 100м).

По горизонтальной протяженности: а) малые пещеры, протяженностью до 10 м; б) средние пещеры, протяженностью 10-100 м; в) крупные пещеры в виде подземных лабиринтов протяженностью 100-1000 м; г) гигантские пещеры в виде подземных лабиринтов, протяженностью свыше 1000 м.

По количеству залов и ответвлений, находящихся в пещерах: а) моноэлементные; б) полиэлементные.

По пространственному расположению: а) горизонтальные; б) вертикальные; в) наклонные;

По направлению распространения процессов: а) нисходящие; б) восходящие.

По количеству подземных уровней: а) одноуровневые; б) многоуровневые.

II. Генетические классификационные параметры:

1. По составу пород, в которых располагаются пустоты: а) в породах эндогенного происхождения (базальты, граниты, гнейсы и др.); б) в породах экзогенного происхождения (известняки, доломиты, песчаники и др.).

2. По фактору образования: а) пещеры естественного происхождения (карстовые полости, обрушения, пустоты и др.); б) пещеры искусственного (антропогенного) происхождения; в) естественные образования, «улучшенные» в результате вмешательства человеческого фактора.

III. Климатические классификационные параметры:

По температурному режиму: а) пещеры с постоянными положительными среднегодовыми температурами внутри полостей (теплые); б) пещеры с постоянными отрицательными среднегодовыми температурами внутри полостей (холодные); в) пещеры с переменными температурными факторами в течение года (смешанные).

По наличию натечных форм (натёки, сталактиты, сталагмиты, сталагматы): а) пещеры, имеющие ледяные образования; б) пещеры, имеющие минеральные образования; в) пещеры, имеющие ледяные и минеральные образования (смешанные).

IV. Географические классификационные параметры:

Принадлежность природной зоне: а) пещеры горных областей; б) пещеры степных областей; в) пещеры таежных областей.

Принадлежность климатической зоне: а) пещеры тропических зон; б) пещеры гумидных зон; в) пещеры аридных зон; г) пещеры полярных зон.

V. Степень антропологической изученности:

- 1.) Пещеры, используемые древним человеком в качестве жилищ;
- 2) Пещеры, не имеющие антропологической значимости, только природный фактор.

Степень техногенного вмешательства (экологическая обстановка):

- 1) Пещеры, с ненарушенной экологической обстановкой;
- 2) Пещеры, имеющие экологические изменения в пределах нормы;
- 3) Пещеры с угрожаяющей их существованию экологической обстановкой.

VI. Степень доступности:

- 1) Легкодоступные часто посещаемые пещеры, не требующие спелеологическое снаряжение;
- 2) Доступные часто посещаемые пещеры, требующие спелеологическое снаряжение;
- 3) Труднодоступные пещеры, требующие спелеологическое снаряжение, только для специалистов или спортсменов-спелеологов;
- 4) Весьма труднодоступные пещеры с угрозой для жизни, только для специально оборудованных посещений, находящихся на спецконтроле.

VII. Значимость объекта, как памятника природы:

- 1) Пещеры местного значения;
- 2) Пещеры федерального значения;
- 3) Пещеры всемирного значения.

VIII. Степень необходимой охраны:

- 1) Охрана местными органами власти;
- 2) Охрана федеральными органами власти;
- 3) Охрана общегосударственными органами власти;
- 4) Охрана ООН.

Согласно предложенной классификации нами описаны наиболее значимые спелеологические объекты Забайкальского края, а именно, пещеры Хэтэй, Соктуй-Милозанские пещеры, Шилкинская пещера, Долганская яма, Мангутская пещера. Эти описания позволяют наиболее точно и правильно оценить все аспекты образования, существования и дальнейшего развития карстовых полостей.

Литература

1. Дублянский В.Н. Занимательная спелеология: научно-популярная литература. - Челябинск: «Урал LTD», 2000. – 528 с.
2. Чикишев А.Г. Пещеры на территории СССР. – М.: Наука, 1973. – 236 с.

**НЕКОТОРЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛИ РОДА AURILA ИЗ МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮЖНОЙ УКРАИНЫ**

О.В. Бондарь, К.В. Соломко

Научный руководитель доцент О.В. Бондарь

**Днепропетровский национальный университет им. Олеся Гончара, г. Днепропетровск,
Украина**

Остракоды являются одной из ортостратиграфических групп ископаемой фауны для расчленения и сопоставления миоценовых отложений Южной Украины. Из общего родового состава остракодовых комплексов миоцена частыми являются представители рода *Aurila Pokorny*, появление и исчезновение которых имеет важное стратиграфическое и коррелятивное значение [1], а также используется для построения зональных шкал

миоценовых отложений Паратетиса [10, 11]. Целый ряд видов этого рода монографически описан ранее [2, 4, 6-9, 12 и др.] На сегодняшний день палеонтологическому аспекту изучения остракод миоцена Восточного Паратетиса посвящено крайне мало работ [4, 5].

Нами даны описания некоторых видов остракод рода *Aurila*, изученных при больших увеличениях с применением методов электронной микроскопии (рис. 1, 2).

Монографическое описание остракод выполнено согласно [3]. Изученные образцы хранятся в коллекции НИИ геологии ДНУ. Фауна сфотографирована в Днепропетровском отделении УкрДГРИ при помощи растрового электронного микроскопа РЭММА 102-02, завод SELMI (фотографировал С.И. Овечко).

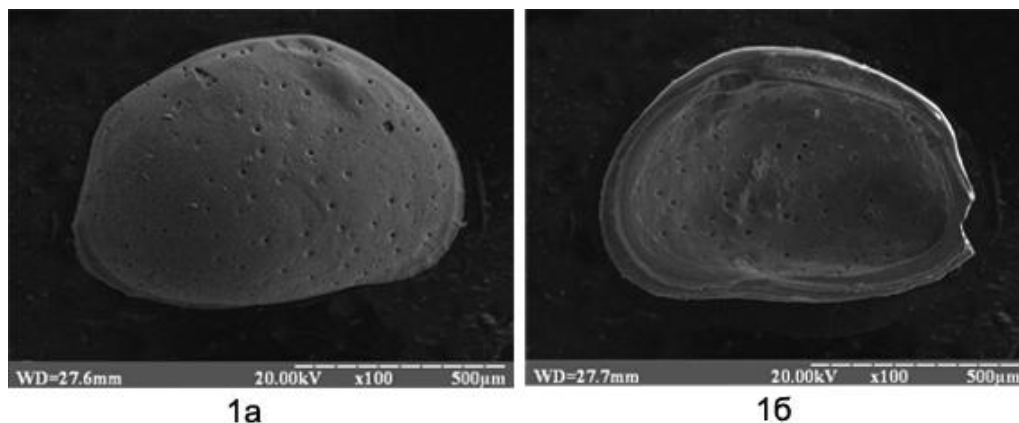


Рис. 1 *Aurila angularis* (Schneider): а – правая створка с внешней стороны, $\times 100$, б – правая створка с внутренней стороны, $\times 100$

Семейство *Hemicytheridae* Puri, 1953
 Подсемейство *Hemicytherinae* Puri, 1953
 Триба *Aurilini* Puri, 1974
 Род *Aurila* Pokorny, 1955
Aurila angularis (Schneider)

1953. *Cythereis angularis* Schneider: Шнейдер, с. 101, с. 112, табл. II, рис. 6.

1956. *Cythereis angularis* Schneider: Победина и др., с. 145, табл. XXI, рис. 2.

Материал. 3 створки хорошей сохранности. Экз. № 200116.

Описание. Форма раковины неправильно субокругленная, на заднем конце присутствует уступ. Толстая, прозрачная. По длине раковина большого размера (1,125 мм), по степени удлиненности – укороченная ($L/H = 1,6$). Раковина равномерно выпуклая.

Спинальный край выпукло прямой, наклонен в сторону заднего конца. Переход к переднему концу плавно округленный, к заднему – под скругленным тупым (до прямого) углом. Кардинальные углы не выражены. Брюшной край широко выпуклый; слабо вогнут в передней трети. Переходы к переднему и заднему концам плавно округленные. Разница высот переднего и заднего концов незначительная. Передний конец слабо скошен в переднеспинной части, плавно скруглен в переднебрюшной части, несколько оттянут вниз. Задний конец значительно скошен в заднеспинной части; ниже продольной оси образует уступ. Вершина уступа округлена.

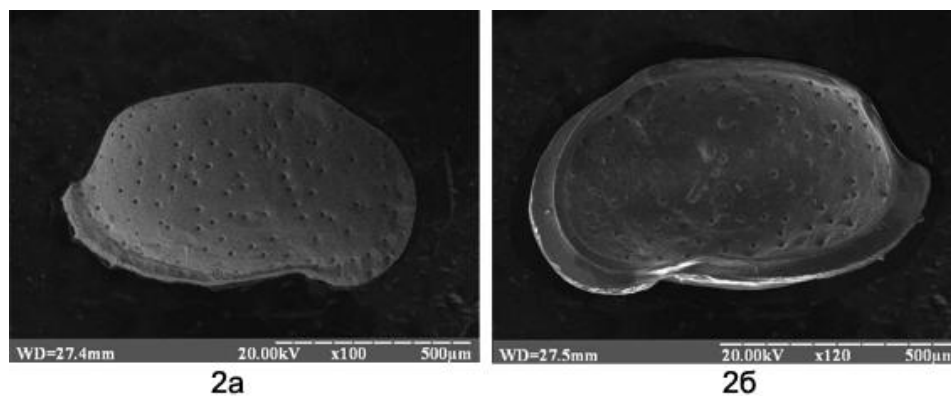


Рис. 2 *Aurila mehesi* (Zalany): а – правая створка с внешней стороны, $\times 100$; б – правая створка с внутренней стороны, $\times 120$

Aurila mehesi (Zalany)

Элементы макроскульптуры I порядка отсутствуют. Макроскульптура II порядка развита: в заднебрюшной части в наличии маленький шип, который может отсутствовать. Мезоскульптура представлена мелкими ямками. Поверхность раковины блестящая, покрыта редкими поровыми каналами. Глазное пятно хорошо выражено. Порово-канальная зона широкая.

Размеры, мм. Длина раковины – 1,125, высота середины – 0,70.

Местонахождение. Скв. 337, с. Ильичево, Керченский полуостров, глубина 41,0 м, средний сармат.

Стратиграфическое и географическое распространение. Среднесарматские отложения Крыма, Западной Украины, Азербайджана.

1913. *Cythereis mehesi* Zalanyi: Zalanyi, S. 127, taf. 9, fig. 10.

Материал. 7 створок хорошей сохранности. Экз. № 200117.

Описание. По форме раковина плавно округленно субпрямоугольная, на заднем конце присутствует уступ. Толстая, непрозрачная. По длине раковина среднего размера (1,00 мм), по степени удлиненности – умеренно удлиненная (L/H = 1,82). Максимальная высота створки раковины приходится на переднюю треть. Раковина равномерно выпуклая.

Спинной край прямой, слабо наклонен к заднему концу створки. Переход к переднему концу плавно скругленный с небольшой вогнутостью в переднеспинной части, к заднему концу – под скругленным тупым углом. Кардинальные углы не выражены. Брюшной край широко выпуклый, вогнут в передней трети. Переходы к переднему и заднему концам плавно скругленные. Разница высот переднего и заднего концов незначительная. Передний конец более высокий, чем задний, скошен в переднеспинной части, плавно скруглен в переднебрюшной. Задний конец значительно скошен и плавно значительно вогнут в заднеспинной части; значительно выпуклый в заднебрюшной части; ниже продольной оси образует уступ; вершина уступа четкая.

Элементы макроскульптуры I порядка не развиты. Элементы макроскульптуры II порядка развиты: задний конец оснащен шипами – уступ несет на себе 2-3 небольших шипа. Мезоскульптура не развита. Поверхность створки гладкая, блестящая, равномерно покрыта белыми поровыми каналами. Присутствует глазное пятно. Порово-канальная зона широкая.

Размеры, мм. Длина створки – 1,00, высота середины – 0,55.

Изменчивость. Проявляется в наличии элементов макроскульптуры II порядка: краевые шипы на заднем уступе могут отсутствовать.

Местонахождение. С. Веселянка, Запорожская область, природное обнажение, веселянские слои (конкский региоюрс).

Стратиграфическое и географическое распространение. Верхнебаденско-сарматские отложения Западного Паратетиса, конкско-сарматские отложения Восточного Паратетиса.

Литература

1. Бондарь О.В. Стратиграфическое и коррелятивное значение представителей рода *Aurila* (Ostracoda) из среднесарматских отложений Южной Украины // Труды IX Международ. науч. симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 29 - 31.
3. Дидковский В.Я., Люльева С.А., Люльев Ю.Б. Микрофауна и кокколитофориды глинистой толщи нижнего сармата юго-востока УССР // Геол. журнал., 1968. – Т. 28, – вып. 6. – С. 79 - 86.
4. Дикань Н.І. Систематика четвертинних остракод України (довідник-визначник). – Київ: ІГН НАНУ, 2006. – 430 с.
5. Дикань Н.І. Систематика міоценових (сарматських) остракод Волино-Поділля (розріз Скала Подільська, Західна Україна) // Зб. наук. праць ІГН НАНУ. – Київ, 2008. – С. 248 - 254.
6. Пищикова Т.И. Новые виды остракод рода *Aurila* из сармата Равнинного Крыма // Палеонтол. журнал., 1993. – №1. – С. 126 - 130.
7. Победина В.М., Ворошилова А.Г., Рыбина О.И., Кузнецова З.В. Справочник по микрофауне средне- и верхнемиоценовых отложений Азербайджана. – Баку: Азнефтеиздат, 1956. – 192 с.
8. Сузин А.В. Остракоды третичных отложений Северного Предкавказья. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 191 с.
9. Шнейдер Г.Ф. Фауна остракод из миоценовых отложений западной части Украины // Геологический сборник. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1953. – С. 101 - 133.
10. Шнейдер Г.Ф. Миоценовая фауна остракод Кавказа и Крыма // Микрофауна нефтяных месторождений СССР. – Л., М.: Гостоптехиздат, 1949. – С. 89 - 182.
11. Cernajsek T. Die Entwicklung und Abgrenzung der Gattung *Aurila* Pokorny (1955) im neogen Österreichs (Vorbericht) // Vershandl. Geol. Bundesanst., 1971. – H. 3. – S. 571 – 575.
12. Stancheva M. Zonation of the Sarmatian sediments in North-Eastern Bulgaria on ostracod fauna // Geol. Balk., 1976. – №1. – P. 53-59.
13. Zalanyi B. Miozäne Ostrakoden aus Ungarn // Mitt. aus d. Jb Kgl. Ungar. Geol. Reichsanst. – Budapest, 1913. – Bd. 21.– H. 4. – 152 s.

УТОЧНЕНИЕ ОБСТАНОВОК СЕДИМЕНТАЦИИ ДЛЯ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ ПЛАСТОВ АС ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СУРГУТСКОГО СВОДА)

А.А. Горбатов¹

Научные руководители профессор В.М. Подобина², доцент М.В. Шалдыбин³
¹ОАО «Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа»,
г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение нижнемеловых отложений юго-западной части Сургутского свода является актуальным из-за многочисленных точек зрения на стратиграфию этого района. Несмотря на то, что его геология активно изучалась с 60-х годов и до современных дней, расчленение и корреляция отложений нижнего мела остается не до конца решенной проблемой, из-за большого количества немых и некоррелятивных толщ. Цель работы – на основе текстурных особенностей керн и стратиграфических уровней, провести корреляцию группы пластов АС₁₀-АС₁₂. Задача – выделить основные субобстановки при формировании отложений, провести их расчленение и корреляцию.

Автором были исследованы семь разрезов скважин на одном из нефтяных месторождений в юго-западной части Сургутского свода, для чего были использованы материалы ОАО «ТомскНИПИнефть» по детальному макроскопическому описанию керн скважин и фациальному анализу, включавшему реконструкции физико-географических обстановок осадконакопления [2, 3]. Для детального расчленения разрезов скважин и построения схемы корреляции автором введены 10 литофаций, основанных на текстурно-структурных особенностях для следующих типов пород: аргиллита, алевролита, песчаника и ритмичных их переслаиваний, характеризующих различную интенсивность осадконакопления: А) 1-аргиллит с горизонтальной слоистостью, 2-аргиллит с оползневой текстурой и трещинами уплотнения; Б) 1-алевролит с косой и субгоризонтальной слоистостью, 2-алевролит глинистый с волнистой и линзовидной слоистостью; В) 1-песчаник с косой слоистостью, 2-песчаник карбонатный косослойчатый с прослоями аргиллита и трещинами уплотнения, 3-песчаник с повышенным содержанием намывов УРД (углефицированный растительный детрит), 4-песчаник субгоризонтально слоистый иногда с брекчевидной текстурой, Г) 1-переслаивание с косой и субгоризонтальной слоистостью, 2-переслаивание с оползневой текстурой.

На изучаемых объектах не удалось выявить общепринятые реперные пласты или толщи, поэтому в качестве маркера выбрана кровля пласта АС₁₂, являющаяся наиболее четко выдержанной в отложениях всех семи скважин. Ниже приведено краткое описание типичных литофаций, входящих в этот продуктивный пласт.

Аргиллит (А1) темно-серый, преимущественно горизонтально слоистый мелко плитчатый плотный. Участками отмечается слабо выраженная очень тонкая волнистая слоистость, подчеркнутая чередованием темного и светлого аргиллита.

Аргиллит алевролитистый (А2) темно-серый плотный плитчатый слоистый. Слоистость субгоризонтальная, подчеркнутая песчаным и алевролитовым материалом. По слою наблюдаются пластические деформации с единичными трещинами уплотнения.

Алевролит (Б1) с прослоями песчаника тонкозернистого серый. Для слоя характерна косая и субгоризонтальная прерывистая слоистость, нарушенная распространенной биотурбацией, представленная ходами *Teichichnus* [1]. Единично отмечается оползневая текстура. По слою наблюдается песчаник тонкозернистый серо-бурый сильно гидрофобный с косой слоистостью, подчеркнутой глинистыми намывами.

Алевролит глинистый (Б2) серый. Для слоя характерна волнистая, субгоризонтальная и линзовидная слоистость. По слою единично отмечается оползневая и подушечная текстура. На протяжении слоя наблюдаются прослои аргиллита алевролитистого с субгоризонтальной прерывистой и волнистой слоистостью.

Песчаник тонкозернистый (В1) светло-серый с буроватым оттенком крепкий с косой слоистостью, иногда прослеживаются текстуры взмучивания. Участками отмечается горизонтальная слоистость подчеркнутая тонкими глинистыми прослоями, а также косая, прерывистая и штриховая слоистость подчеркнутая СУГМ и тонкими намывами УРД. В интервалах – песчаник карбонатный слабо нефтенасыщенный.

Песчаник карбонатный тонкозернистый (В2) светло-серый с буроватым оттенком с крепостью ниже средней слоистый. Слоистость косая штриховая, иногда пологоволнистая, подчеркнутая глинистыми прослоями и тонкими намывами УРД. В некоторых интервалах слоистость опрокинутая, нарушена пластическими деформациями. По слою отмечается песчаник светло-серый крепкий карбонатный.

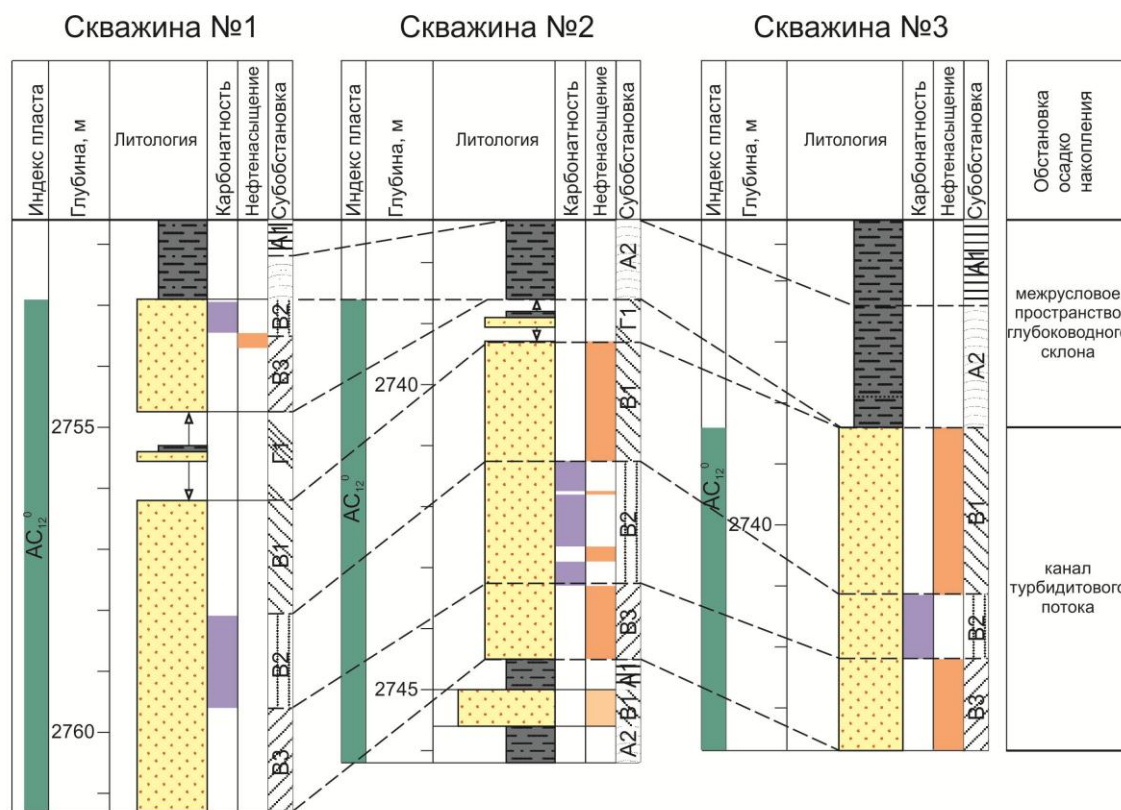
Песчаник тонкозернистый (В3) светло-серый с буроватым оттенком крепко сцементированный с косой слоистостью, подчеркнутой глинистыми и намывами УРД. По слою отмечается слабое и среднее.

Переслаивание: песчаника тонкозернистого, аргиллита (Г1) с субгоризонтальной и косой слоистостью. Иногда отмечается умеренная биотурбация, представленная вертикальными ходами роющих организмов.

Переслаивание: аргиллита, песчаника тонкозернистого (Г2) с волнисто слоистой, подушечной и оползневой текстурой. По слою наблюдаются трещины уплотнения.

В результате сопоставления разрезов выявляются некоторые закономерности, повторяющиеся во всех исследуемых скважинах. В основном породы пласта АС₁₂ характеризуются активной обстановкой осадконакопления, так как преобладают в основном 6 типов литофаций: а) песчаник с косой и субгоризонтальной слоистостью, иногда прослеживаются текстуры взмучивания и оползания (В1, В2, В3); б) аргиллит с горизонтальной слоистостью и оползневой текстурой и трещинами уплотнения (А1, А2), причем А1

выклинивается в скважине №2; в) переслаивание аргиллита и песчаника с косою и субгоризонтальной слоистостью (Г1). Предполагается, что обстановки осадконакопления для песчаника соответствовали каналу турбидитового потока. Аргиллит образовывался в условиях межруслового пространства глубоководного склона. Характерная особенность песчаника – нефтенасыщение и поинтервальная карбонатность. Если нефтенасыщение выделяется в верхней и нижней части канала турбидитового потока, то карбонатность охватывает среднюю его часть, мощностью 1-2 м (рис.).



Условные обозначения



Рис. Фрагмент схемы корреляции разрезов скважин по литофациям

В пределах обстановок осадконакопления уточнены динамические и палеогеографические условия. Это позволило расчленить крупные фации более подробно – на литофации, соответствующие субобстановкам осадконакопления. Предложенный подход выявил сходство в строении разрезов одного и того же пласта, вскрытого разными скважинами. Сопоставление литофаций между собой на примере пласта AC₁₂ турбидитового происхождения доказало принадлежность их к одному песчаному телу. Эту методику вполне возможно использовать для индексации и сопоставления подробных разрезов с «немными» толщами, не имеющими палеонтологических остатков. Для получения полной картины корреляции и достоверности расчленения отложений необходимо дополнительно использовать данные ГИС. При увеличении количества рассматриваемых скважин предложенный подход повысит достоверность корреляции разрезов скважин и позволит выявить внутрипластовые неоднородности, которые могут быть использованы при обосновании петрофизических зависимостей.

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары.: Пособие по работе с керном. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. – 152 с.
2. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. // Труды геологического ин-та АН СССР. – М.: Изд-во «Наука». 1965, – вып. 119, – 260 с.
3. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х.Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРНО–ВЕЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ПОРОД ПРИ
СТОЛКНОВЕНИИ И СКУЧИВАНИИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПЛИТ (НА ПРИМЕРЕ
МАГИСТРАЛЬНО-НИКОЛАЕВСКОГО ТРАВЕРСА ТАТАРСКОГО АНТИКЛИНОРИЯ
ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА)**

А.А. Журавлева, Е.М. Новикова, Д.В. Семенов

Научный руководитель доцент В.И. Стреляев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Антиклинальные структуры Магистрально-Николаевского траверса Татарского антиклинория Енисейского кряжа характеризуются преимущественно субмеридиональным простиранием. Это свидетельствует о ведущей роли тектонических напряжений субширотного направления. Резкое изменение конфигурации поднятия имеет место в центральной части рассматриваемого участка. Сопоставление структурных планов отложений указывает на приуроченность антиклинального поднятия образований к полифациальной ассоциации. В процессе поступательного движения в западном и юго-западном направлениях пластичные отложения нажимали на приподнятые участки поверхности выступа, а отжимаясь, соскальзывали с них, скучиваясь в зоне структурного межплитного раздела «фундамент-чехол». По механизму перемещения тектонические пластины описываемого траверса подразделяются на покровы фундамента и покровы чехла. В результате того, что отжимание и соскальзывание пород с приподнятых участков, в общем, эволюционировало в северо-западном направлении, а в опущенных частях за структурными сутурами, породы чехла двигались на запад, где в зонах скучивания формировались полигенные стрессовые деформационные комплексы пород. Это отчетливо фиксируется по дроблению некогда единых тел пенченгинского и индыглинского комплексов раннего протерозоя Татарского антиклинория под воздействием предельного стрессового одностороннего давления со стороны Сибирской плиты. Выступы-«останцы» вышеназванных комплексов раннего протерозоя обращены своими «носами» навстречу движению плиты. Здесь происходило максимальное скучивание, т.к. эти тектонические пластины как бы «сгребались» и аккумуляровались жесткими не сдвигаемыми выступами, формируя по простиранию своеобразные структурные элементы единого сутурного шва.

Вещественный анализ рассматриваемого сутурного шва-траверса показывает, что наиболее развитые профили зон скучивания имеют трехслойное строение (таблица).

Таблица

**Концентрации рудообразующих элементов Магистрально-Николаевского тектонического шва
Центральной сутуры Енисейского кряжа**

Элемент	Средние содержания ($n \cdot 10^{-3} \%$)		
	Углеродистые (асфальтеновые) филлиты жесткого Татарского выступа (PR ₁)	Алеврито-глинистые сланцы осевой сутуры (R ₁₋₂)	Слабо деформированный тектонический покров с такситовыми долеритами (R ₁₋₂)
1	2	3	4
Твердые растворы (%)	71,16	79,8	48,0
Марганец	4,3	72	45
Свинец	1,6	3,4	0,4
Цинк	34,1	30,0	6,4
Медь	14	19,0	28,6
Никель	44,0	32,0	46,0
Кобальт	18,5	17,4	28,0
Мышьяк	52	20	7
Калий (%)	0,08	0,134	0,297
Кальций (%)	1,10	3,75	6,42
Золото (г/т)	16	9	3,5
Асфальтены (%)	22,04	5,64	5,01

Филлиты, относимые авторами к образованиям фундамента, являются самостоятельным структурно - вещественным звеном межплитной зоны скучивания и представлены в основном углеродистыми (асфальтеновыми) образованиями дорифейской протоплатформы [1,5]. В структурном отношении данные

породы локализуются к юго-восточному борту Николаевско-Магистрального шва Татарского антиклинория Енисейского края. Они контролируются в жестких выступах сутурных швов развитием зон пятнистого облика. Это зоны интенсивного смятия с широким развитием мелких складочек, вплоть до плейчатости. Петро-геохимические особенности данных метаморфитов отражены в таблице (колонка 2).

Углеродистые (асфальтеновые) филлиты пятнистого облика в плане заметно отличаются повышенным содержанием компонентов рудного комплекса [золото + мышьяк +асфальтены], связанного с максимальным сжатием.

Алеврито-глинистые сланцы осевой шовной части профиля Николаевско-Магистрального шва относятся к нижнесухопитской подсерии и характеризуются, как по простирацию, так и в крест простираения, крайней неравномерностью метасоматических преобразований. Метасоматиты по составу преимущественно кремнистые, содержат от 55 до 75%, местами до 90% массы кремнезема. Характерной чертой является относительное обогащение их марганцем (таблица, колонка 3). Вероятно, эта пластинка офиолитов явилась результатом отслоения литосферного субстрата от верхней мантии в процессе выдавливания. Кроме марганца в ее составе отмечаются скопления палладия [2].

Слабо метаморфизованные отложения представлены карбонатно-глинистыми образованиями среднесухопитской подсерии. Здесь главная роль принадлежит карбонатно-глинистому структурно-вещественному комплексу. Состав минерализованных зон тесно связан с процессами железисто-кремнистого и серного метасоматоза. Сами метасоматиты местами содержат силлы такситовых долеритов [3,4]. Твердый рудный раствор в связи с внедрением такситовых долеритов сложен халькопиритом, петландитом, кубанитом и др., с которыми связано значительное содержание золота и особенно меди (таблица, колонка 4).

Заслуживает внимания сопоставление исследуемого участка Николаевско-Магистрального шва с подобными структурами Центральной (главной) зоны - сутуры интенсивного горизонтального субширотного сдавливания.

Таким образом, рассмотренный материал свидетельствует о том, что структуры описываемого региона были сформированы в результате энергичного процесса тектонического скучивания при встречном столкновении енисейских складчатых сооружений с Сибирской плитой. Скучивающая составляющая, а также многообразный процесс сдавливающего сжатия оказали большое влияние на формирование различных зон тектогенеза, в пределах которых породы были местами значительно раздроблены, ослаблены, а участками, наоборот, сильно выжаты с образованием осевых швов, выполненных офиолитами. Учет этих данных поможет существенно повысить эффективность проведения геологоразведочных работ.

Литература

1. Белов В.П. Геохимические особенности и зональность одного золоторудного месторождения Енисейского края // Геохимия и петрология рудных районов Красноярского края. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 32 - 39.
2. Журавлева А.А., Стреляев В.И., Коряев Е.М. Выявление глубинной зональности руд методом молекулярно-атомной геодинамики. // Редкие металлы: минерально-сырьевая база, освоение, производство, потребление. – М.: ИМГРЭ, 2011. – С. 55 - 56.
3. Журавлева А.А., Стреляев В.И., Коряев Е.М. Геодинамика и формирование неоднородностей расплава долеритов (на примере юго-западной окраины Сибирской плиты) // Материалы XXIV Всесоюзной молодежной конференции «Строение литосферы и геодинамика». – Иркутск: ИЭК СО РАН РФ, 2011.- С. 22 - 23.
4. Журавлева А.А., Стреляев В.И., Коряев Е.М. Конвекция минерализованных потоков – неперенное условие образования принципиально разной литосферы (на примере юго-западной окраины Сибирской плиты) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XV Международного Симпозиума имени академика М.А.Усова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.- С. 53 - 55.
5. Развозжаева Э.А., Даценко В.М., Ильичева Л.Н. Геохимия органического вещества и золота в рудном процессе (на примере золото-сурьмяного месторождения Енисейского края) // Проблемы геологии и металлогении Красноярского края: Сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – С. 36 – 46.

БИОСТРАТИГРАФИЯ АБАЛАКСКОЙ СВИТЫ (ВЕРХИ БАТА - ВЕРХНЯЯ ЮРА) ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА ПО ФОРАМИНИФЕРАМ

Е.В. Зайчикова

Научный руководитель заведующий лабораторией микропалеонтологии Б.Л. Никитенко
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В основу данной работы было положено изучение и сравнение комплексов фораминифер верхов бата – верхней юры из керн скважин Сыморьяхской, Ловинской, Лазаревской и Филипповской площадей (Шаимский нефтегазоносный район, Приуральская часть Западносибирской низменности), что дало возможность сопоставить разрезы абалакской свиты (рис.).

Были выделены комплексы, которые соответствуют восьми биостратиграфическим подразделениям средней и верхней юры. Это фораминиферовые зоны *Dorothia insperata*, *Trochammina rostovzevi* JF 25, слои с *Dorothia insperata*, *Eomarssonella paraconica* JF 33, зона *Ammobaculites tobolskensis*, *Trochammina oxfordiana* JF 34, зона *Tolypammmina svetlanae*, *Ammodiscus thomsi* JF 35, зона *Recurvoides disputabilis* JF 37, зона *Haplophragmoides ? canuiformis* JF 39, зона *Pseudolamarckina lopsiensis* JF 41 и зона *Kutsevella haplophragmoides* JF 43, которые соответствуют подразделениям региональной стратиграфической шкалы [4, 2].

Фораминиферовая зона *Dorothia insperata* - *Trochammina rostovzevi* JF 25 соответствует нижней части абалакской свиты [1] и датируется как верхи верхнего бата – келловей [3]. Характеризуется комплексом фораминифер, где агглютинирующие формы занимают доминирующее положение, комплекс отличается большим числом видов и количеством их экземпляров. Агглютинирующие формы: *Dorothia insperata*, *Trochammina rostovzevi*, *Recurvoides scherkalyensis*, *Recurvoides singularis*, *Cribrostomoides mirandus*, *Haplophragmoides magnus*, *Trochammina tumefacta*, *Ammobaculites igrimensis*, *Recurvoides* ex gr. *Anabarensis*. *Trochammina rostovzevi* и *Recurvoides scherkalyensis* весьма многочисленны. Численность остальных видов не превышает 10 экземпляров в образце. Известковистые формы представлены преимущественно единичными экземплярами довольно плохой сохранности, у большинства из них раковины частично разрушены, иногда полностью отсутствуют и сохранились только ядра. Это *Guttulina tatarensis*, *Lenticulina subinvolvens*, *Lenticulina* cf. *narykaryensis*, *Lenticulina* cf. *dashevskajae*, *Lenticulina* ex gr. *subpolonica*, *Pseudonodosaria* cf. *brandi*, *Nodosaria* cf. sp., *Citharina* cf. sp. Помимо фораминифер, встречаются ювенильные очень мелкоразмерные гастроподы.

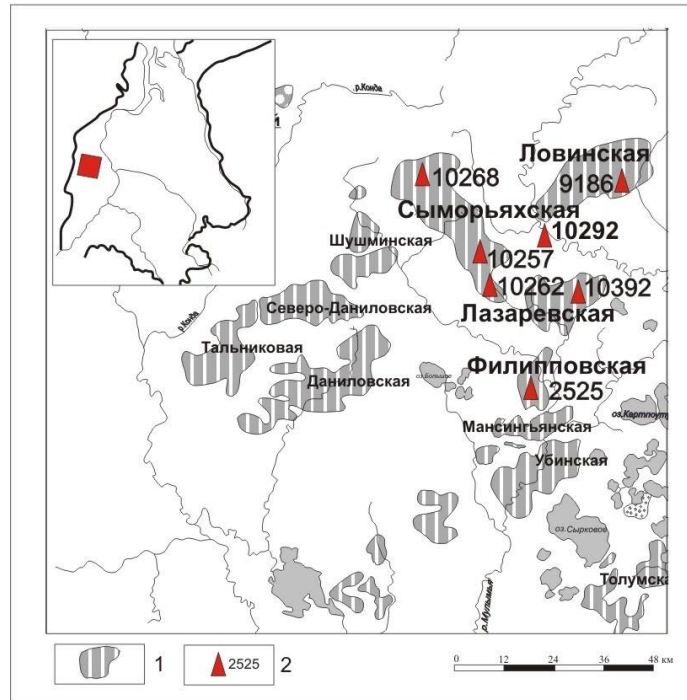


Рис. Карта-схема расположения изученных скважин келловей-верхнеюрских отложений Шаимского НГР (Сымор'яхская, Ловинская, Лазаревская и Филипповская площади). 1 - площади; 2 - скважины. На врезке - район исследования

В слоях с *Dorothia insperata*, *Eomarssonella paraconica* JF 33 обнаружены, в основном, агглютинирующие формы средней сохранности. Их количество невелико. Комплекс состоит из следующих видов фораминифер: *Dorothia insperata*, *Eomarssonella paraconica*, *Recurvoides scherkalyensis*, *R. singularis*, *Trochammina rostovzevi*, *T. tumefacta*, *Haplophragmoides magnus*, *H. incognitus*, *Ammobaculites igrimensis*, *A. pungensis*, *A. tobolskensis*, *Bulbobaculites praeelongatum*, *Ammodiscus* ex gr. *arangastachiensis*, *A. uglicus*, *Cribrostomoides canuiformis*. Известковистые формы представлены единственным видом - *Lenticulina involvens*. Возраст слоёв соответствует верхам келловей – низам оксфорда.

В фораминиферовой зоне *Ammobaculites tobolskensis*, *Trochammina oxfordiana* JF 34 в основном присутствуют агглютинирующие формы. Ассоциация состоит из 13 видов фораминифер: *Ammobaculites tobolskensis*, *Trochammina oxfordiana*, *Haplophragmoides magnus*, *Recurvoides scherkalyensis*, *R. canningensis*, *R. sublustris*, *Ammodiscus uglicus*, *A. ex gr. pseudoinfimus*, *Eomarssonella paraconica*, *Bulbobaculites pokrovkaensis*, *Ammobaculites* cf. *subgracilis*, *T. ex gr. kosyrevae*, *Hyperammina* sp. По появлению значительного количества *Ammobaculites tobolskensis* и *Trochammina oxfordiana* можно сделать вывод, что данные слои можно отнести к нижнему оксфорду.

Фораминиферовая зона *Tolypammina svetlanae*, *Ammodiscus thomsi* JF 35 характеризуются в основном небольшим количеством агглютинирующих форм средней сохранности. Обнаружено 8 видов фораминифер: *Ammodiscus thomsi*, *Ammobaculites tobolskensis*, *A. alaskensis*, *Recurvoides disputabilis*, *Haplophragmoides canuiformis*, *Trochammina* ex gr. *kosyrevae*, *Evolutinella* sp., *Bulbobaculites* sp. Известковистые формы представлены единственным видом: *Pseudonodosaria brandy*. Возраст этих слоев определяется как средний оксфорд.

В слоях с *Haplophragmoides ? canuiformis* JF 40 из агглютинирующих представлен лишь один зональный вид фораминифер *Haplophragmoides canuiformis*. Известковистых видов обнаружено больше: *Citarinella denisovae*, *Vaginulinopsis oblongiovalis*, *Lenticulina michailovi*, *L. cf. subpolonica*, *L. cf. narykaryensis*,

Geinitzinita sp., *Marginulina* sp., *Nodosaria* ex. gr. *invidiosa*. Возраст можно охарактеризовать, как верхи верхнего оксфорда – нижний киммеридж.

Состав комплекса фораминиферовой зоны JF 41 *Pseudolamarckina lopsiensis* разнообразный. Здесь насчитывается 23 вида фораминифер: *Lenticulina michailovi*, *L. iatriensis*, *L. undosa*, *L. munda*, *L. nordformis*, *Pseudolamarckina lopsiensis*, *Citarinella denisovae*, *Pseudonodosaria tutkovsky*, *Planularia pressula*, *P. messezchnikovi*, *P. septentrionobs*, *Astaculus inflatiformis*, *A. identatus*, *A. igrimensis*, *Saracenaria subsata*, *Bojarkella costata*, *Dentalina brückmani*, *D. pseudocommunis*, *Grigelis pseudohispoda*, *Marginulina* sp., *Marginulinopsis* sp., *Saracenaria* ex. gr. *subsata*. Данная зона по возрасту соответствует верхней части нижнего – верхнему киммериджу.

В зоне *Kutsevelia haplophragmoides* JF 43 были найдены такие виды фораминифер, как *Pseudonodosaria brandy*, *Planularia messezchnikovi*, *Grigelis pseudohispoda*, *Dentalina communis*, *Lenticulina nordformis*, *L. initalis*, *Saracenaria subsata*, *Eoguttulina kimmerijica*, *Evolutinella emeljanzevi*, *Kutsevelia* sp. (*haplophragmoides*), *Recurvoides* sp. и др. Возраст этих слоев определяется как нижневожский.

Литература

1. Глинских Л. А., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Юра Западной Сибири – абалакская свита (палеонтологическая характеристика, лито- и биостратиграфия) // Геология и геофизика. – Новосибирск, 1999. – Т. 40, – № 7. – С. 1059 – 1078.
2. Левчук Л.К. Фораминиферные комплексы келловей-верхнеюрских отложений Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Современная микропалеонтология: Труды XV Всероссийского микропалеонтологического совещания (12-16 сентября 2012 г., Геленджик), – Москва, 2012, – С. 93 – 96.
3. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеогеография и биофауны юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). - Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003) – Новосибирск., 2004. – 114 с.

СОСТАВ И ПРОИСХОЖДЕНИЕ КЛАСТИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МОЛАССЫ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ПОЗДНЕВЕНДСКОГО ОРОГЕНЕЗА (БИРЮСИНСКОЕ ПРИСАЯНЬЕ)

А.К. Казак

Научный руководитель доцент Ю.К. Советов

**Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия**

Образование молассы в Бирюсинском Присянье связано с формированием регионального вендского форландового бассейна на западе-юго-западе Сибирского кратона после изменения тектонического и палеогеографического положения источников кластического материала и режима осадконакопления. Эти преобразования связаны с формированием орогенного пояса на западной и юго-западной периферии кратона в позднеопротерозойское (вендское, эдиакаранское) время [1]. В ранневендское время (или по Международной стратиграфической шкале в позднем криогении) имело место оледенение Сибирского кратона, ледниковые отложения были детально изучены в Присянье [6]. После этого этапа в позднем венде образовались пассивная континентальная окраина и окраинные морские бассейны, которые в позднем же венде исчезли (закрылись), и на их месте появились обширные аллювиальные равнины. Образование молассы было временем поступления на Сибирский кратон большого количества силикокластического материала, который транспортировался из внешней области сноса поздневендскими реками.

Свидетельством орогенеза после этапа высокого стояния уровня моря, в частности, являются силикокластические отложения айсинской свиты оселковой серии венда, выполняющие Присянский прогиб в Бирюсинском Присянье. Особенно резко отложения орогенного этапа выражены на начальной стадии формирования молассы, когда появились мощные русловые отложения муксутской пачки айсинской свиты.

Айсинская свита оселковой серии объединяет поздневендские отложения Бирюсинского Присянья в единый континентальный комплекс, ограниченный снизу кровлей морского комплекса (известняков удинской свиты оселковой серии позднего венда) и сверху конгломератами базальной части усть-тагульской свиты раннего кембрия [5]. Айсинская свита, мощностью 1160-1300 м, литостратиграфически разработана на разрезах по рекам Тагул, Бирюса и Уда и подразделена на шесть пачек. Именно муксутская пачка айсинской свиты стала объектом исследования автора. Разрезы муксутской пачки наиболее детально описаны в обнажениях «Плотбище» (правый берег р. Тагул, вблизи пос. Георгиевка) и «Мост» (правый борт р. Бирюса напротив пос. Кедровый) в 2003-2006 гг Советовым Ю.К. (рис.).

Автором работы муксутская пачка айсинской свиты была изучена в урочище Плиты в левом борту р. Уда в обнажении «Старые Плиты». Урочище Плиты находится в 73 км на юго-запад от г. Нижнеудинска. В данном районе полный разрез муксутской пачки находится в обнажениях руч. Плитский и руч. Гайбур. Комплекс исследований отложений муксутской пачки проводился на коллекции, включающей 55 образцов из обнажения «Старые Плиты» (р. Уда) и 11 образцов из обнажений по рекам Марня, Челота, Бирюса. Для исследования образцов песчаников муксутской пачки применялся следующий комплекс анализов: определение степени окатанности зерен песчаников, гранулометрический и петрографический анализы прозрачных шлифов, исследование палеотечений в пакете русловых отложений с косой слоистостью, литофациальный анализ. Под

литофацией в работе понимается минимальная единица деления всей последовательности отложений, которая обладает характерными текстурно-структурными признаками, составом и гранулометрической характеристикой, позволяющие отличить ее от других литофаций, и которая дает возможность интерпретировать способы формирования отложений.

Муксутская пачка айсинской свиты – это мощная толща терригенных отложений (150-180 м), состоящая из чередования пакета русловых отложений и пакета отложений прируслового вала. В пакете русловых отложений выделены следующие литофации: 1) песчаник крупнозернистый темно-серый массивный основания русловых отложений с интракластами мелкозернистого песчаника и алевролита; 2) песчаник средне-мелкозернистый массивный с крупными косыми сериями, образующими форсетовые макроформы; 3) песчаник мелкозернистый с интракластами алевролита и песчаника слоя реактивации потока; 4) песчаник мелкозернистый с текстурой ряби течения подножия дюн и лопастей внутрируслового бара. В пакете отложений прируслового вала также выделены литофации прирусловых отложений: 1) тонкоплитчатый серый алевролит с волнистой слоистостью, оскольчатой и тонкоплитчатой отдельностью обычных паводков; 2) песчаник мелкозернистый с косо-волнистой слоистостью каналов прорыва; 3) тонкозернистый песчаник больших наводнений в прослоях.

В пакете русловых отложений муксутской пачки в разрезе «Старые Плиты» выделяются дюны высотой 0,2-0,3 м, их ассоциации образуют пологие форсетовые макроформы. Каждая форсетовая макроформа завершается небольшим слоем тонкозернистого песчаника с текстурой ряби течения. Дюны объединяются в серии дюн мощностью 2-3 м с полого-бугристой верхней поверхностью. Серии дюн образуют лопасти, отделенные друг от друга особенно резкими границами реактивации течения с подошвенными знаками, интракластами песчаников и алевролитов из подстилающего слоя, крупнозернистым базальным песчаником. Лопасты могут иметь разную ориентировку, резкая смена направления течения связана с появлением новых протоков, отличающихся по направлению от главного русла. Несколько лопастей создают выпуклую вверх морфоструктуру внутрируслового бара, мощность которого измеряется от первых метров до 10-20 м. Это величина соответствует глубине русла реки.

На основе полевого описания отложений муксутской пачки на р. Уда в урочище Плиты были выделена группа литофаций, которые сравниваются с литофациями речных отложений по [4]. Эти литофации образуют характерный архитектурный элемент – крупнокосослоистые серии – «форсетовые макроформы» и могут принадлежать, по классификации А. Майелла, глубокой высокоэнергетичной реке с комплексами аккреций вниз по течению. Реки муксутского времени отнесены по положению на аллювиальной равнине к сетчатому типу, по строению русловых отложений – к сплетенному типу.

Гранулометрическим анализом в шлифах было установлено, что, несмотря на крупные осадочные формы, речные дюны и форсетовые макроформы были сложены относительно тонким материалом – мелкозернистым песком. Среднезернистые песчаники появляются в отложениях реактивации течения вместе с интракластами отложений боковых частей русел. Крупнозернистый материал появляется только в основании речных русел (каналов). Гранулометрический анализ русловых песчаников может быть объяснен характером области сноса.

Второй важный результат – количественный петрографический состав муксутской пачки – указывает на обилие в области сноса мелкозернистых осадочных и метасадочных пород. Этот тип петрографической формации называется «литокластито-кварцевая» [2] и связан, согласно геодинамической классификации источников материала, с «рециклированным орогеном» [3]. Содержание цемента в изученных образцах муксутской пачки составляет 4.3-7.2%, обломков пород – 92%-96%. Содержание обломков кварца составляет 50-70%, полевых шпатов – 3-9%, обломков пород – 26-44%. Малое количество полевых шпатов и отсутствие обломков вулканических пород являются доказательствами отсутствия в области сноса блоков кратона и магматических дуг. Обилие кварца, остатки первичного цемента на обломках – также показатели переотложения материала.



Рис. Схема расположения изученных обнажений

Судя по характеру источника материала и направлениям течений весь обломочный материал распространялся от внешних орогенов на северо-восток и восток и покрывал юго-западную часть Сибирской платформы.

Литература

1. Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В., Советов Ю.К. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические, палеомагнитные данные // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2009. – т. 50, № 4. – С. 502 – 519
2. Советов Ю.К. Верхнедокембрийские песчаники юго-запада Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1977. – 294 с.
3. Dickinson W.R. Provenance and sediment dispersal in relation to paleotectonics and paleogeography of sedimentary basins.//New perspectives in basin analysis. – Berlin, New York, Heidelberg, 1988. – P. 3 – 25.
4. Miall A.D. The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology. – Berlin, New York, Heidelberg: Springer-Verlag, 1996. – 598 p.
5. Sovetov J.K. Guidebook on field trip to the East Sayan Foothills. – Novosibirsk, 2011. – 236 p.
6. Sovetov J.K. Late Neoproterozoic (Vendian) glaciogenic deposits in the Marnya formation, Oselok Group, in the foothills of the East Sayan range, south-western Siberian Craton // The Geological Record of Neoproterozoic Glaciations. – London, 2011. – Memoirs 36, Chapter 28. – P. 317 – 329.

ПРОБЛЕМАТИЧНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ В ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Р.Р. Камалова

Научный руководитель доцент Г.М. Сунгатуллина

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

При изучении осадочных толщ морского генезиса геологи нередко сталкиваются с образованиями неясной таксономической принадлежности («проблематикой»). Нами в результате исследования триасовых отложений центральной части Каспийского моря обнаружены многочисленные микроскопические образования округлой формы. С целью определения их таксономической принадлежности автором отобрано около 20 экземпляров из десяти образцов шлама, исследованы морфологические особенности и минеральный состав образований («шариков»). Установлено, что они морфологически весьма разнообразны, нередко на поверхности наблюдаются многочисленные «выросты», иногда присутствует вторая камера, внутренняя полость «шариков» заполнена породой (рис. 1). С помощью электронного сканирующего микроскопа установлено, что состоят они из кремнезема.

В результате проведенного исследования автором выдвинуто несколько предположений о происхождении данных форм:

1. Техногенное: «шарики» образовались в процессе бурения скважины. Однако в ходе дальнейшего изучения техногенная версия не получила подтверждения, так как найденные образования присутствуют не только в шламе, но и на свежем сколе кусочков породы.
2. Биогенное: образования являются стоматоцистами золотистых водорослей или микроскопическими раковинными амебами.

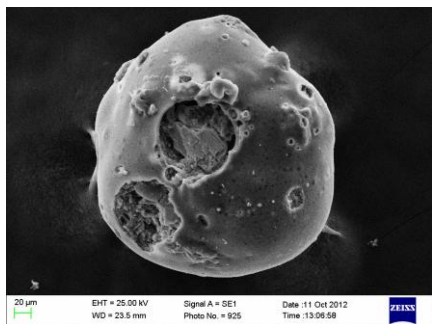


Рис. 1. Проблематичные образования, заполненные внутри породой

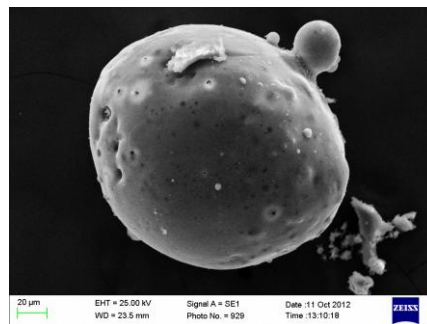


Рис. 2. Скульптурные элементы на поверхности «шариков»

Стоматоцисты золотистых водорослей – это полые микроскопические образования сферической формы, они образуются в процессе размножения или в случае необходимости перенесения неблагоприятных условий. Оболочка цист может быть гладкой или нести различные скульптурные образования в виде шипов, бородавок, морщин и др.[1]. Близкие по морфологии скульптурные элементы наблюдаются и на поверхности изучаемых округлых образований (рис. 2). Однако все стоматоцисты золотистых водорослей имеют пору, которая у найденных автором проблематичных форм отсутствует, что ставит под сомнение данное предположение.

Также была выдвинута версия о том, что данные «шарики» являются раковинными амебами – округлыми образованиями микроскопических размеров, среди которых встречаются и разновидности с кремнистым скелетом [2]. Интересно происходит у раковинных амеб процесс размножения: он начинается с деления ядра и построения новой раковинки. Некоторое время две амебы связаны между собой прослойкой протоплазмы, затем они расходятся [3]. Изучение «шариков» с помощью электронного сканирующего микроскопа позволило подробно рассмотреть данный процесс (рис. 3). Таким образом, по мнению автора, найденные образования по морфологии и минеральному составу наиболее близки к раковинным амебам. В настоящее время исследования продолжают, планируется провести еще ряд анализов для получения достоверной картины о происхождении данных проблематичных образований.

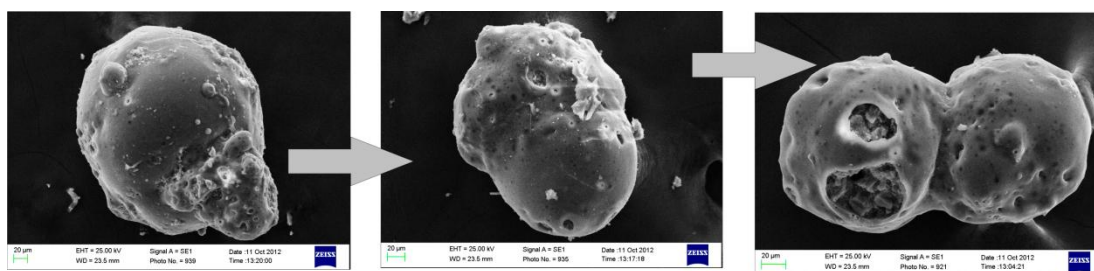


Рис.3. Процесс деления (?) проблематичных образований

Литература

1. Сайт Википедии - свободной энциклопедии [электронный ресурс]. – Режим доступа [http://ru.wikipedia.org/wiki/Золотистые водоросли](http://ru.wikipedia.org/wiki/Золотистые_водоросли), свободный. (Дата обращения 25.12.12)
2. Сайт Академик (словари и энциклопедии на Академике) – Биологический энциклопедический словарь [электронный ресурс]. – Режим доступа http://dic.academic.ru/dic.nsf/dic_biology/4757/%D0%A0%D0%90%D0%9A%D0%9E%D0%92%D0%98%D0%9D%D0%9D%D0%AB%D0%95, свободный. (Дата обращения 27.12.12)
3. Сайт о воде – Простейшие [электронный ресурс]. – Режим доступа <http://ovode.net/hw19.php>, свободный. (Дата обращения 27.12.12)

ОСОБЕННОСТИ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНО-РУДНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОГО СЕКТОРА ЮЖНОГО ТЯНЬ-ШАНЯ

О.Я. Колдибеков

Научный руководитель заведующий сектором биостратиграфии З.М. Абдуазимова
Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов, г. Ташкент, Республика Узбекистан

В Узбекистане, особенно в его западном секторе к настоящему времени открыты и уже разведаны крупнейшие месторождения и многочисленные рудопроявления благородных и других металлов, свидетельствующие о перспективности и возможности нахождения новых объектов. Но для их прогноза и поиска нужна достоверная геологическая карта, базирующаяся на современной стратиграфической основе. Её создание связано с определенными трудностями, обусловленными тем, что горные сооружения Западного Узбекистана, принадлежащие Южно-Тяньшанской покровно-складчатой системе, были сформированы в коллизийной обстановке над зонами субдукции в режиме сжатия, уплотнения и поднятия земной коры. В результате большинство разрезов домезозойских, в том числе и рудовмещающих, образований в этих областях характеризуются сложной дислоцированностью с нарушением стратиграфической последовательности, аномальным залеганием слоев, выпадением или неоднократным повторением в чешуйчато-складчатых структурах отдельных фрагментов разрезов, пространственным совмещением в кажущуюся нормальной стратиграфическую последовательность разновозрастных и разнофациальных отложений (рис. 1, 2).

В связи с этим, одной из главных задач региональной геологии является распознавание генезиса стратон, составляющих дислоцированные разрезы, т.к. недоучет их сложного строения приводит к негативным последствиям, связанным с составлением геологических и других карт, необходимых для прогнозно-поисковых работ [1]. Рудопроявления и месторождения имеют избирательный характер и приурочены к сложноструктурированным толщам определенного генезиса. Расшифровка строения и установление стратиграфической последовательности слагающих их стратон осуществляется реконструкцией эволюции седиментационного бассейна, которая проводится комплексом методов: биостратиграфическим, структурным, литологическим, событийным и лито-биофациальным анализом.

Биостратиграфический метод используется для установления возраста пород, слагающих тектонические структуры в нарушенных разрезах, с целью фиксации повторения или выпадения из разрезов стратон, формирующих тектонические пластины, чешуи, т.е. определяется характер структур (надвиг, сдвиг и т.п.), степень и масштаб нарушенности стратиграфической последовательности.

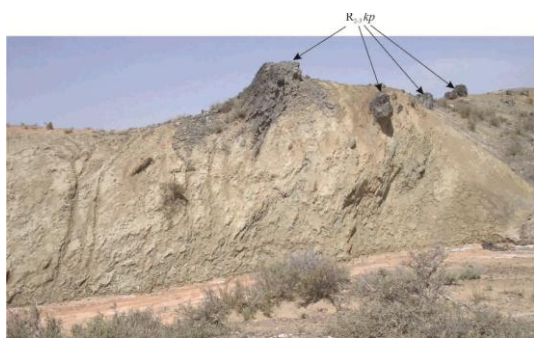


Рис. 1. Меланжированная караихская рудовмещающая толща с телами кварцитов кокпатасской свиты $R_{2-3, sv}$, горы Букантау, Кызылкумский регион

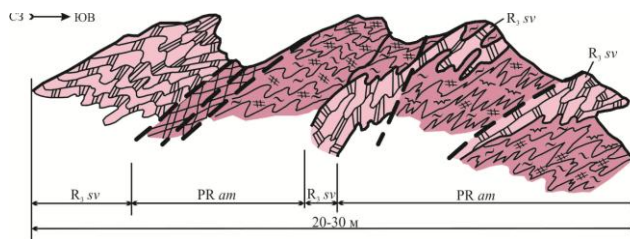


Рис. 2. Чешуйчато-складчатое строение разреза докембрийских отложений в Кансайской рудной зоне. Нурагинский регион

Опыт работ с дислоцированными толщами показывает, что только с помощью биостратиграфического метода можно уверенно устанавливать возраст, а, следовательно, и первичный порядок наложения. А для этого *палеонтологическим методом* с монографическим описанием наиболее важных для стратиграфии групп, по мере возможности, обосновывается возраст всех подразделений, составляющих ту или иную тектоническую единицу. Это позволяет путем сравнения с аналогичными объектами из ненарушенных разрезов других регионов правильно оценить признаки изучаемых форм и дать точное определение возраста вмещающей породы.

При реконструкции стратиграфической последовательности применяется и *структурный метод*, выявляющий характер контактов между лито-стратиграфическими подразделениями, их положение (нормальное или аномальное) в разрезе, автохтонное или аллохтонное залегание, характер нарушений и тектонических структур, благоприятных для размещения рудных элементов (рис. 3, 4).



Рис. 3. Приразломные складки волочения в зоне надвига в алевропесчаниках O_2 , Мадаватская рудная зона. Нурагинский регион



Рис. 4. Видимое золото, развитое по кливажным трещинам в «черных сланцах» O_{1-2} Нурагинских гор

Цитологический метод, основанный на изучении характерных особенностей вещественного состава пород, их парагенетических связей, структуры слоя и других текстурных признаков, специфики биоценозов, определяет физико-географические условия осадконакопления, выявляет лито-генетические типы пород, составляющих формации, используемые для палеогеографических и геодинамических реконструкций. Эти разработки базируются на актуалистических моделях осадконакопления, построенных на основе современных данных морской геологии. По положению первичных и вторичных текстур определено положение в разрезе пород, объединяемых в местные стратиграфические подразделения.

Изучение текстурно-структурных и палеонтологических особенностей *лито-биофациальным анализом* конкретных свит способствует объективному определению границ и объемов стратиграфических подразделений и геологических тел, выделяемых на геологических картах.

Для большей достоверности определения границ между выделенными стратиграфическими подразделениями и выяснения обстановки и времени осадконакопления применяется *событийный метод*, основанный на изучении биотических и абиотических событий. Специфические моменты в геологической истории Земли фиксируются по резким изменениям ископаемых организмов, обусловленным глобальными геологическими перестройками. Диагностика событий базируется на результатах биостратиграфических, литологических, седиментологических, геодинамических исследований [2].

Комплексный анализ данных разных методов позволил на генетической основе провести типизацию разрезов, выявить благоприятные литолого-стратиграфические уровни и структурные позиции для формирования рудных залежей, разработать стратиграфическую основу для легенд, геологических и других карт различного содержания, необходимых для проведения прогнозно-поисковых работ.

Литература

1. Абдуазимова З.М. Проблемы стратиграфии покровно-складчатых систем // Тезисы докладов IV сессии палеонтологического общества Республики Узбекистан. – Ташкент: Изд-во «Фан», 2006. – С. 4 – 7.
2. Абдуазимова З.М. Глобальные и региональные события в домезозойской истории Кызылкум-Нуратинского региона и их влияние на формирование залежей благородных металлов // Геология и минеральные ресурсы. – Ташкент, 2012. – № 2. – С. 3 – 10.

ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ МОРСКИЕ ЕЖИ РОДА ECHINOCORYS САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**Д.В. Курбатов**

Научный руководитель инженер Г.С. Тарасова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Представители рода *Echinocorys*[1] образуют одну из наиболее распространенных в породах верхнего мела и палеоцена групп неправильных морских ежей. В этом стратиграфическом интервале они весьма обычны на юго-западе Евразии и значительно реже встречаются на Дальнем Востоке. Обладая относительно крупным, достаточно прочным известковым панцирем и поэтому, хорошо сохраняясь в ископаемом состоянии, эти морские ежи часто составляют значительную часть палеонтологических коллекций. Особое значение для стратиграфии они приобретают после маастрихта в связи с исчезновением таких «классических» мезозойских групп, как аммониты, белемниты и иноцерамы.

*Рис. Еж из рода Echinocorys*

В данной работе было сделано описание неправильных морских ежей из рода *Echinocorys*. Образцы были отобраны на Самарской Луке вдоль правобережья реки Волги, близ села Климовка. Морские ежи были обнаружены в обнажениях, вдоль уреза реки Волги.

Вмещающими породами являются фосфоритизированный и глинистый мел, глауконитовый тонкозернистый песок с фосфоритизированными окатанными конкрециями. В осадочной толще встречается мергель с линзами глин. По геологическому возрасту вмещающие породы относятся к маастрихтскому ярусу верхнего мела [2].

Также с морскими ежами были встречены другие представители морской фауны: обломки раковин двустворчатых моллюсков, морские губки (*Etheridgea*, *Craticularia*, *Lepidospongia* и др). Основываясь на литологических и палеонтологических данных можно предположить, что здесь располагалась морская мелководная (лагунная) фация.

Было изучено 5 образцов ежей из рода *Echinocorys*. Опираясь на [1, 3, 4, 5, 6] проведена попытка классификации образцов, а также их биометрические измерения:

Образец №1.

Род: *Echinocorys* Breynius, 1732.Вид: *Echinocorys vulgaris* Breynius, 1732.

Размеры панциря: длина – 7 см; ширина – 5,5 см; высота – 5,5 см.

Образцы №2, №3, №4.

Род: *Echinocorys* Breynius, 1732.Вид: *Echinocorys sculatus* Leske, 1778.

Размеры панциря: образец №2: длина – 6,5 см; ширина – 5,5 см; высота – 4,5 см.

Образец №3: длина – 7,5 см; ширина – 6,5 см; высота – 5 см.

Образец №4 (образец сильно деформирован, поэтому размеры будут приблизительными): длина – 5,5 см; ширина – 5 см; высота – 4 см.

Образец № 5.

Род: *Echinocorys* Breynius, 1732.

Вид: не определён (образец сохранился частично и сильно деформирован).

Размеры панциря: длина – неизвестно; ширина – неизвестно; высота – 4 см.

Была проведена морфология рода *Echinocorys*. Панцирь двустороннесимметричный, вытянутый в передне-заднем направлении, с четко дифференцированными сторонами. Панцирь яйцевидный, с очень варьирующей формой верхней поверхности и более или менее плоским основанием. Спереди развивается неглубокая передняя борозда. Перипрокт инфрамаргинальный, иногда маргинальный; помещается на плоском овальном возвышении – анальном пластроне. Пластрон меридостеральный, узкий. Перистом без челюстей, овальный до бобовидного, со значительно углубленным передним краем. Плоскость перистомального отверстия всегда наклонена и обращена вперед и вниз. Вокруг перистомы природовые арковидные поры образуют отчетливо выраженную пятилучевую звезду, наклоненную и обращенную вперед. Вершинный щиток интеркалярный. Амбулакральные пластинки всегда простые, амбулакры субпеталоидные, с овальными порами, расположенными двускатно. Задние боковые интерамбулакральные поля всегда сплошные. Туберкулы и гранулы очень мелкие и однородные, на нижней поверхности туберкулы крупнее, чем на верхней.

Используя имеющийся материал и дополнительную информацию, описали экологию рода *Echinocorys* [5]. Морские ежи из рода *Echinocorys* жили на участках морского дна с илистым осадком, богатым органическими частицами. Жили в осадке, в который животные зарывались и почти неподвижно обитали в небольшой норе, сообщающейся с наружной средой через два отверстия; из них одно – в передней части норы – служит для поступления свежей воды для дыхания и очистки поверхности панциря, а другое – в задней части – предназначено для оттока загрязненной воды с экскрементами. Но некоторые представители рода (например, *E. vulgaris*) зарывались неглубоко и у них была открыта верхняя часть тела, о чем свидетельствует более разрушенная верхняя часть относительно всего панциря.

Морские ежи питались органическими остатками, находящимися во взвеси и на поверхности дна. Пища собиралась и доставлялась ко рту системой природовых амбулакральных скелетированных ножек и мелких игл, частоколом окружающих рот. Органами дыхания служили амбулакральные ножки петалей, расположенные непосредственно под входным отверстием норы и поэтому постоянно омываемые водой. Очистка панциря и норы происходила в результате деятельности фасциольных игл, у которых расширенные булавовидные окончания выделяли обильную слизь, задерживающую и склеивающую загрязняющие частицы, включая и экскременты. Затем полученная масса передавалась на длинные задние иглы и при помощи мерцательного эпителия с током воды отправлялись в санитарные каналы.

Также был собран фотоматериал и сделаны зарисовки.

В дальнейшем надеемся собрать новые образцы, продолжить их изучение, дополнить фотоальбом, собрать и проанализировать новый материал из данного разреза. Собрать литературный материал по смежным регионам (Саратовская и Ульяновская области, республика Татарстан).

Литература

1. Давиташвили Л.Ш. Курс палеонтологии. – М.: 1949. – С. 160 – 185.
2. Иванов А.И., Поляков К.В. Геологическое строение Куйбышевской области. – К.: 1960. – С. 62 – 65.
3. Михайлова И.А., Бондаренко О.Б. Палеонтология. – М.: 2006. – С. 380 – 410.
4. Михайлова И.А., Бондаренко О.Б. Общая палеонтология. – М.: 1989. – С. 291 – 309.
5. Москвин М.М. Род *Echinocorys* в отложениях датского яруса восточной части европейской палеобиогеографической области. // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. – М.: 1992. – т. 67, вып. 6. – с. 11 – 14.
6. Орлов Ю.А. и др. Основы палеонтологии. – М.: Недра, 1964. – Т. 10. – С. 123 – 190.

ЭКОСИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПОЗДНЕПЛЕЙСТОЦЕНОВОЙ ТЕРИОФАУНЫ КОМПЛЕКСА МЕСТОНАХОЖДЕНИЙ У С. НОВОСЁЛОВО (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Д.Г. Маликов

Научный руководитель доцент А.В. Шпанский

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В районе села Новосёлово имеется комплексное местонахождение палеофауны позднего неоплейстоцена. В пределах этого комплексного местонахождения имеется два типа захоронений: места стоянок палеолитического человека (относимых к Кокоревской культуре: Новосёлово (далее Н.) 6, 7 и 13) [1,2,3] и естественное захоронение аллювиального типа [4]. По данным коллектива Новосибирских учёных [5,2] комплекс Новосёловских местонахождений можно отнести к сартанскому времени (Н. 13/сл.3: 22 000 лет; Н. 6: 18 100 – 11 600; Н. 7: 16 000 – 14 200; Н. 13/сл.1: 15 000 – 13 600). Датировки по аллювиальному местонахождению отсутствуют, так же как и нет информации о том, где конкретно находятся костеносные слои.

Палеолитические стоянки Н. 6 и Н. 7 подробно описаны З.А. Абрамовой [1], эти стоянки ныне скрыты водами Красноярского водохранилища и располагались в отложениях I надпойменной террасы р. Енисей, возле с. Новосёлово-Старое. Ввиду того, что ныне местонахождения являются затопленными, их дальнейшее изучение не представляется возможным, за исключением случайных вымываний материала и вынесение его на берег. Так же ниже современного уреза воды располагается и стоянка Н. 13, ввиду чего её дальнейшее изучение так же не возможно [3].

На современную береговую отмель, водами водохранилища, постоянно вымывается большое количество остатков териофауны, по степени сохранности и характеристике видового состава эти остатки можно отнести к финалу позднего неоплейстоцена. Эти материалы явно происходят из другого местонахождения, нежели образцы с палеолитических стоянок Н. 6 и Н. 7, что хорошо видно из таблицы 1. По соотношению костей и общему видовому составу местонахождение может быть отнесено к естественному захоронению аллювиального типа. Сбор материала относящегося к этой категории производился сотрудниками зоологического музея Хакасского государственного университета им. Н.Ф. Катанова в 2009, 2011 годах, ныне материалы хранятся в фондах этого музея, где составляют основу имеющейся палеофаунистической коллекции [4]. Также в работе рассмотрены материалы, хранящиеся в частной коллекции одного из жителей г. Абакан, собранные им в 2011-2012 гг. Все сборы относятся к категории подъёмного пляжного материала и не имеют чёткой стратиграфической привязки, на данный момент ожидается датирование одного из образцов (фрагмента бедренной кости человека).

Таблица 1
Соотношение остатков крупных млекопитающих (в %) по материалам различных Новосёловских местонахождений

Вид	Н. 6 (Абрамова, 1979)	Н. 7 (Абрамова, 1979)	Н. 13 (Kuzmin, 2011)*	Аллювиальное: ХГУ/ЧК (ср.)
Lepus sp.	0,1	2		-/- (-)
Alopex lagopus	0,08	0,5		-/- (-)
Gulo gulo	0,1			-/- (-)
Canis sp.	0,3	0,2	+	0,4/- (0,3)
Alces alces				0,8/- (0,6)
Rangifer tarandus	98	95	++	2/- (1,6)
Cervus sp. (elaphus?)	0,01		+	7,8/2,6 (7,2)
Capreolus sp. (capreolus?)				2/- (1,6)
Ovis ammon			+	0,4/3,9 (1,2)
Saiga borealis		0,3		0,4/- (0,3)
Bos sp.				4,5/5,2 (4,7)
Bison priscus	1,4	0,5	+	9,4/18,2 (11,8)
Sus scrofa				0,4/- (0,3)
Equus sp.		0,5	+	48,0/35,1 (42,1)
Coelodonta antiquitatis				4,1/10,4 (5,6)
Mammuthus primigenius			+	5,3/13 (9)
Homo sp.	0,01			0,4/- (0,3)
Не определены				13,9/11,7 (13,4)
Всего (шт.)	9481	928		244/77 (321)

* - для стоянки Н. 13 указан лишь видовой состав по причине того, что в литературе отсутствует какая либо информация о количестве остатков и их соотношении.

Как видно из таблицы 1, в сартанское время, на исследуемой территории обитало не менее 17 видов млекопитающих, среди которых можно отметить следы обитания палеолитического человека. Не смотря на обильные материалы, в том числе и фаунистические, собранные различными исследователями на стоянках Н. 6 и Н. 7, и обработанные З.А. Абрамовой [1], эти данные нельзя считать отражающими реальное состояние экосистемы, поскольку промысловая деятельность человека направлена, в первую очередь, на массовые и легко доступные виды животных. По всей вероятности этим обусловлено полное отсутствие остатков мамонта и носорога на стоянках человека, в то время как в естественном захоронении процент костей этих животных достаточно велик (9 и 5,6% соответственно). Точно так же не выглядит естественным процент остатков северного оленя на палеолитических стоянках, поскольку даже в современных тундровых условиях численность этого вида не так велика, в сравнении с прочими представителями фауны [5], однако такое обилие костного материала (9280 костей в Н. 6) доказывает, что не вполне правомерным является и 1,6% остатков северного оленя в естественном захоронении. По всей видимости, это связано с экологическими особенностями этого вида – низкая потребность в воде, в отличие от других животных, приводит к тому, что их стада держались вдалеке от реки и потому реже подвергались естественному захоронению. По всей видимости, схожим образом можно объяснить и низкий процент остатков сайги (0,3%).

Таблица 2
Структура ландшафтно-экологических групп (в %) крупных млекопитающих финала позднего плейстоцена, по материалам из Новосёловского местонахождения

	Ландшафтно-экологические группы млекопитающих			
	интразональные	тундровые	лесные	степные
По видам	19	25	31	25
По костным остаткам	3	72	3	22
Среднее	11	48,5	17	23,5

Для восстановления ландшафтно-экологической структуры территории остатки всех млекопитающих были разделены на 4 группы: интразональные (человек, волк, архар); тундровые (песец, северный олень, шерстистый носорог, мамонт); лесные (росомаха, лось, благородный олень, косуля, кабан); степные (заяц, лошадь, сайга, бизон). Для большей достоверности в выявлении структуры ландшафта мы пользовались несколькими подходами (таблица 2), вначале брался процент видов определённой экологической группы, от общего видового состава. При другом подходе брался процент остатков костей животных разных экологических групп, от общего числа костных остатков (для всех местонахождений). В конце были взяты усреднённые значения для того, чтобы сгладить различия в соотношении остатков северного оленя на стоянках древнего человека с другими видами, что вызвано явным предпочтением охотников палеолита именно к этому виду.

Из таблицы 2 видно, что в сартанское время, левый берег древнего Енисея, в исследуемом районе, представлял собою обширную тундро-степную зону, с островками лесной растительности. По всей видимости, эта территория представляла собою перигляциальную зону, что подтверждается не только ландшафтной структурой, но и наличием лессовых отложений в этом районе [1].

Не смотря на суровые условия перигляциальной зоны, на этой территории существовала довольно богатая и продуктивная экосистема. На берегу древнего Енисея паслись большие стада бизонов, лошадей и северных оленей, иногда, с более сухих районов, сюда заходили стада сайги, а из лесу на водопой выходили различные олени и кабаны. В результате чего эта продуктивная и разнообразная экосистема стала домом для уникальной и самобытной культуры древних охотников.

Литература

1. Абрамова З.А. Палеолит Енисея Кокоревская культура. – Новосибирск: Наука, 1979. – 199 с.
2. Кузьмин Я.В., Орлова Л.А., Зенин В.Н., Лбова Л.В., Дементьев В.Н. Радиоуглеродное датирование палеолита Сибири и Дальнего Востока России: Материалы к каталогу 14С дат (по состоянию на конец 2010 г.) // *Stratum plus.*, 2011. – Р. 171 – 200.
3. Лисицын Н.Ф., Свеженцев Ю.С. Радиоуглеродная хронология верхнего палеолита Северной Азии // Радиоуглеродная хронология палеолита Восточной Европы и Северной Азии. Проблемы и перспективы. – Санкт-Петербург: ИИМК РАН., 1997. – С. 67 – 108.
4. Маликов Д.Г. Крупные млекопитающие позднего неоплейстоцена из местонахождения у с. Новосёлово (р. Енисей, Красноярский край) // Труды XVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова. – Томск, 2012. – Том I. – С. 71 – 72.
5. Сыроечковский Е.Е. Северный олень. – М.: Агропромиздат, 1986. – 256 с.
6. Kuzmin Y.V. Mammalian fauna from paleolithic sites in the upper Yenisei river basin (Southern Siberia): review of the current zooarchaeological evidence. // *International Journal of Osteoarchaeology.*, 2011. – V. 21. – P. 218 – 228.

О ПЕРВОЙ НАХОДКЕ ПЛАСТОВЫХ СТРОМАТОЛИТОВ STRATIFERA SP. В КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАРУЯРВИНСКОЙ СВИТЫ ПОЛУОСТРОВА СРЕДНЕГО (СЕВЕРНОЕ ПОБЕРЕЖЬЕ КОЛЬСКОГО ПОЛУОСТРОВА)

Ю.В. Михайленко

Научный руководитель профессор О. С. Кочетков

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

По результатам полевых работ на полуострове Средний (д.г.-м.н. Кочетков О.С., ведущий геолог Иванов Н.Ф., 2006-2007 гг.; Иванов Н.Ф. и аспирантка Михайленко Ю.В., 2010 г.) были впервые обнаружены биогермы пластовых строматолитов в составе каруярвинской свиты рифея полуострова Средний. Свита представлена ритмично чередующимися пестроцветными породами (черные, зеленые, кирпично-красные, желтые) - кварцитами, метаалевролитами, глинизированными метасланцами и темно-серыми доломитами, которые четко выделяются на общем фоне сероцветных отложений рифея полуострова Средний [4]. Интерес к обнаруженным пластовым строматолитам многосторонен: исследуя их, мы прослеживаем ход эволюции органической жизни; попутно мы учитываем роль этих образований в формировании осадка, изучаем развитие соответствующих фаций во времени и в пространстве; на этом материале, мы, несомненно, можем делать те или иные палеогеографические, палеоклиматические построения; кроме этого, строматолиты используются при определении относительного возраста и корреляции заключающих их толщ с учетом данных других методов (тектонических, литологических, данными определения изотопного возраста и др.) [3].

Первичное изучение пластовых строматолитов производилось на основе исследования штуфов, шлифов, аншлифов и прозрачных шлифов с целью изучения их поверхностей напластования и микроструктуры. В дальнейшем, по этим образцам было сделано заключение в Институте земной коры СО РАН, г. Иркутск (к.г.-м.н. Анисимова С.А., 2012 г.), где подтвердилось, что в образцах присутствуют строматолитовые микроструктуры *Stratifera sp.*, которые имеют широкий стратиграфический диапазон от рифея до венда. В связи с метаморфизацией осадочных пород полуострова Среднего (зеленосланцевая фация) определение строматолитов удалось выполнить лишь до рода.

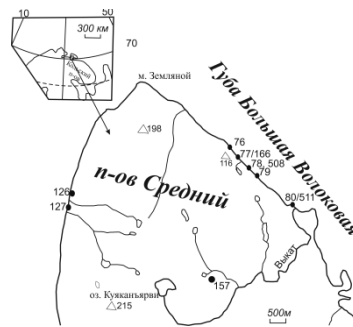


Рис. 1. Расположение точек наблюдения выходов пластовых строматолитов



Рис. 2. Ритмичная пачка пород каруярвинской свиты, обн. № 511 (1); флексуорообразное изгибание слоев пластовых строматолитов *Stratifera* sp. (2) с гнездами белого кальцита (3), обн. № 508, вертикальный разрез

Изучение ориентированных аншлифов и пришлифовок, применение шлифов при разных увеличениях ($\times 63$, $\times 120$) часто довольно отчетливо позволяет охарактеризовать микроструктуру пластовых строматолитов. Слоистость определяется чередованием слоев двух типов: темных и более светлых. Микроструктуры строматолитов отличаются своим разнообразием, в шлифах они наблюдаются в разных сочетаниях. Темные слои представлены пелитоморфным полупрозрачным доломитом, имеющим иногда ступчатое строение (рис. 2, 3). Толщина каждого слоя может сохраняться примерно одинаковой на всем протяжении или от слоя к слою меняться в широких пределах от 0,04-0,6 мм. Границы слоев зачастую обрывчатые, волнистослоистые, редко ровные, параллельные общему напластованию. Часто эти слои прерываются, местами образуя линзовидную слоистость (рис. 4). В структуре темных полупрозрачных прослоев наблюдаются тонкие, извивающиеся, углефицированные нитевидные образования малого диаметра и нитевидные игольчатые образования черной и темно-коричневой окраски; толщина нитевидных образований не превышает 0,02 мм. Длина иголок изменяется от 0,06 - 0,2 мм, толщина от 0,01- 0,03 мм. В темных прослоях изредка прослеживаются светлые, тоненькие (0,01-0,05 мм) и более крупные (0,1-0,2 мм) каналцы, ориентированные по наслоению и заполненные шестоватым кальцитом. Иногда в аншлифах, особенно в шлифах можно отчетливо наблюдать следы смещения осадка (возможно, слизи) по поверхностям наслоения (рис. 3, 4).

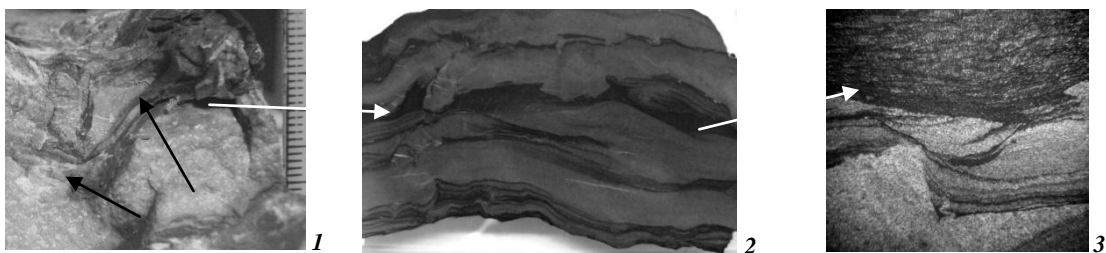


Рис. 3. Поперечное сечение пластового строматолита (стрелками показаны тонкие углефицированные прослойки), штупф (1); структура того же пластового строматолита в анилифе, уменьшено в 2 раза (2); нитчатое строение таллонов (черное) в илифе (под бинокулярном, $\times 20$), обр. 508/1

Светлые слои и прослойки (толщина их варьирует от сотых до десятых долей мм) состоят из обломочных зерен кварца от угловатой до округленно-угловатой формы и из подчиненного числа зерен полевых шпатов в карбонатном цементе. Границы слоев в большинстве случаев нечеткие. В большинстве случаев, терригенный (некарбонатный) материал в строматолите имеет пелитовую или крупно-среднеалевритовую размерность обломочных зерен. Зерна кварца катаклазированные, корродированные [4].

Таким образом, при изучении микроструктур строматолитов *Stratifera* sp. обращает на себя внимание выраженная слоистость, часто четкая ритмичность в развитии их построек. Наблюдая это явление в прозрачных

шлифах, мы видим следы интенсивного роста водорослевого субстрата, перемежающегося с моментами замедления или почти остановки его роста [1]. Описанные строматолиты отличаются повышенным содержанием кварцевого обломочного материала. Постройки пластовых строматолитов были, по-видимому, сформированы в зоне накопления относительно мелководных морских отложений, причем большая часть таких построек несомненно испытывала влияние приливно-отливных течений (многочисленные симметричные знаки ряби и трещины усыхания в породах карюярвинской свиты).

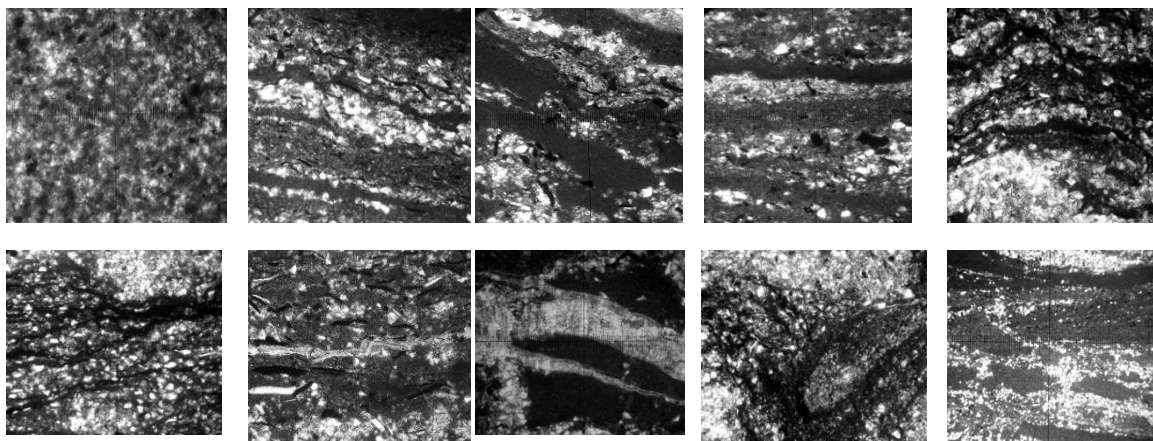


Рис. 4. Разнообразие микроструктур пластовых строматолитов *Stratifera* sp. в шлифах, $\times 63$, николи ||, последняя фотография (фрагменты линзовидной слоистости) при $\times 16$

Литература

1. Вологдин А. Г. Древнейшие водоросли СССР. – М.: Изд-во академии наук СССР, 1962. – 656 с.
2. Дольник Т.А. Строматолиты и микрофитолиты в стратиграфии рифея и венда складчатого обрамления Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 320 с.
3. Крылов И. Н. Строматолиты рифея и фанерозоя СССР. – М.: Наука, 1975. – 243 с.
4. Михайленко Ю.В. О рифейских пластовых строматолитах карюярвинской свиты полуострова Средний (северное побережье Кольского полуострова) // Проблемы современной палинологии: Материалы XIII Российской палинологической конференции – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2011 – 2 т.; – т. 1, – С. 267 – 271.

БОТОВСКАЯ ПЕЩЕРА - УНИКАЛЬНОЕ ПРИРОДНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

К.А. Нетёсова

Научные руководители старший преподаватель Н.Е.Егорова, доцент А.В. Ланько
**Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия**

Пещеры издавна привлекали людей и животных как удобное и защищенное место проживания, поэтому многие из этих природных объектов сохранили следы пребывания древнего человека, останки животных. Пещеры предоставляют уникальную возможность ученым для исследования климатические условия на земле в прошлые временные периоды. Археологические и палеонтологические свидетельства пещерных стоянок позволяют узнать о древних обитателях Прибайкалья. Об этом говорят многочисленные археологические находки, которые были обнаружены на территории Иркутской области. На территории Прибайкальского парка известно 36 карстовых пещер, 6 волноприбойных, 4 выветривания, 1 оползневая, 2 обвальных полости, 2 пещеры оседания. Из них в 22 пещерах найдены археологические остатки, в 7 пещерах присутствуют постоянные льды.

Самой привлекательной на территории Иркутской области остается Ботовская пещера на р.Лена, протяженностью - 66743 м. Ботовская пещера - пещера в Жигаловском районе Иркутской области. Своеобразие пещеры заключается в том, что по протяженности она занимает первую строку в пределах России и является одним из крупнейших полностью не изученных подземных образований нашей страны. Ботовская пещера малоизвестна в связи с удаленностью от обжитых регионов области и труднодоступностью её местоположения.

Она образовалась в маломощном слое известняков, заложенном в толще песчаников. Данное природное образование представляет собой запутанный лабиринт ходов, уходящих вглубь горного массива. Сегодня известно шесть разных входов в нее, а лабиринт ходов насчитывает около 6 тыс. перекрестков. Сложная сеть ходов, в которой непрерывно чередуются узкие лазы с мокрыми глиняными наносами, и обширные сухие галереи выше роста человека часто заканчиваются каменными завалами. В новой части пещеры есть залы, озера, галереи 3-метровой высоты. Первые сведения о пещере поступили от охотника, который, преследуя медведя, обнаружил вход в пещеру. Отсутствие рядом дорог и поселений долгое время сдерживало начало ее изучения.

Пещера Ботовская очень непростая для исследований. Огромный лабиринт, в котором так легко заблудиться, заставляет очень серьезно относиться к безопасности. Лабиринт не только труднопроходимый, но и, зачастую, труднопроползаемый [1].



Рис. 1. Причудливые формы натечных образований пещеры Ботовская



Рис. 2. Натечные образования пещеры Ботовская

Морфология пещеры остается неизменной. Пещерные ходы развиваются по трем системам трещин: восток-запад, север-юг и северо-восток – юго-запад. Конфигурация ходов остается прежней. Пещера все также уходит вглубь горы. Субгоризонтальный пещерный лабиринт развивается по моноклиально залегающему пласту известняков с падением на северо-восток. Пласт известняков обнажается на склонах водораздела реки Боты и ручья Покойного. На всем протяжении пещеры Ботовской спелеологами неоднократно обнаружены скелеты доисторических животных. Скелет "ботовского" медведя, найденный на расстоянии 2 км от ближайшего входа, определен палеонтологами как *Ursus Selenarctos* (древесный медведь), который обитал в период 3 млн. лет до н.э. - 40 тыс. лет до н.э. Это единственные находки скелета и костей данного животного на территории Сибири [2]. Интересным открытием стал факт полного затопления ходов пещеры водой в древности, возможно, в период таяния ледников после ледникового периода. Научного объяснения пока этому не найдено. Ботовская пещера уникальна и тем, что сложена как из песчаника, так и из известняков. Подобные пещеры редкость, классические карстовые пещеры состоят в основном только из известняков. Самым интересным стало открытие в ней множества уникальных натечных образований (рис. 1, 2), поражающих чистотой и белизной своих причудливых форм. В большом количестве в новой части пещеры встречаются массивные колонны, сталактитовые занавеси, сталактиты и сталагмиты (рис.3). Стенки тоннелей сплошь усыпаны хрупкими белоснежными ветвистыми геликтитами (рис.4), растущими на стенах и потолках во всех направлениях. Эти арагонитовые и кальцитовые минеральные образования выглядят как нечто длинное, веткообразное и ветвящееся - чрезвычайно редкое явление в изученных пещерах Прибайкалья. Игольчатые отростки и друзовидные наросты образуют сплошной покров на стенах. Отдельные отростки при этом достигают 10-15 см. Сталактиты и геликтиты имеют внутри сквозной канал, по которому поступает питающий раствор для наращивания кристаллов. Спелеологами были найдены здесь прозрачно-белые горошины пещерного жемчуга (рис.5).



Рис. 3. Сталактиты и сталагмиты (фото А.Осинцева)



Рис. 4. Геликтит (фото А.Осинцева)

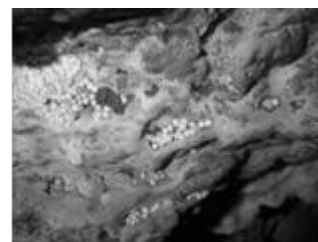


Рис. 5. Пещерный жемчуг (фото А.Осинцева)

За последние годы в пещере Ботовской учеными и спелеологами проведены работы по изучению микроклимата пещеры, радиометрия. В пещере работали специалисты седиментологи и палеомагнетики. Был определен возраст сталагмитов из разных частей пещеры, отобраны и проанализированы многочисленные пробы воды, льда и снега, проведен анализ минералогических проб. Сделаны интересные палеонтологические находки и открытия. Экспедиция последних лет обнаружила в пробах, взятых в пещере и исследованных европейскими учеными, уникальные цианобактерии. Именно эти микроорганизмы, предположительно существовали на самых ранних этапах зарождения жизни на нашей планете. При этом для жизнедеятельности этих живых организмов необходим солнечный свет, которого в Ботовской пещере нет. Как этим существам удалось выжить в пещере, где, по словам спелеологов, нет ни одного кванта света, остается ещё одной загадкой уникальной и неповторимой пещеры Ботовская.

Литература

1. Винокуров М.А., Суходолов А.П. Жигаловский район. – Иркутск: Изд-во БУГЭП, 2010. – 52 с.
2. Харитонов А.Б. Земляки. – Иркутск: Изд-во БУГЭП, 2011. – 332 с.

АРХЕОЦИАТЫ УСИНСКОЙ СВИТЫ БАТЕНЕВСКОГО КРЯЖА

М.А. Понамаренко

Научный руководитель доцент И.В. Рычкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основой для данной работы послужил материал, собранный во время прохождения геолого-съёмочной практики летом 2012 года в Республике Хакасия в составе группы 2А01. Весь материал был собран во время маршрута на кембрийские отложения Батеневского кряжа (северо-западное крыло Катюшкинской синклинали около деревни Катюшкино). Задачей настоящей работы является изучение видового разнообразия археоциат, биостратиграфии нижнего кембрия на основе комплексов археоциат и проведения палеогеографических реконструкций северо-западного крыла Катюшкинской синклинали.

Северо-западное крыло Катюшкинской синклинали, в правом борту лога Подтемный, на левом берегу р. Сон сложено известняками усинской свиты. Здесь свита имеет однообразный состав – массивные серые и светло-серые известняки, мощностью более 600 м. Усинская свита выделена в 1948 году А.Л. Долиным на западном склоне Кузнецкого Алатау в бассейне реки Усы. Возраст атдабанский-ботомский века. Выходы массивных известняков в левом борту реки Сон, характеризуются однообразием внешнего облика, отсутствием седиментационной слоистости, что затрудняет установление в известняках естественной стратиграфической последовательности частей разреза. Поэтому решающее значение приобретает биостратиграфический метод с выделением на изученной площади слоев с фауной археоциат. Многочисленные находки фауны археоциат из вышеупомянутого обнажения были изучены макроскопически и в шлифах. Ниже приводится описание изученных шлифов.

ТИП ARNAEOSYATHA. АРХЕОЦИАТЫ
КЛАСС SEPTOIDEA. СЕПТОИДЕИ
НАДОТРЯД LOCULICYATHINA
ОТРЯД LOCULICYATHIDA
СЕМЕЙСТВО AJACIATHIDAE BEDFORD ET BEDFORD, 1939

Densocyathus sanashtykolensis Vologdin

Таблица, рисунок 1

Densocyathus sanashtykolensis: Журавлева, 1962, стр. 119.

О п и с а н и е. Одиночный конический правильный кубок, диаметр от 1,5 мм до 2 см, длиной до 6 см. наружная стенка 0,4 мм толщиной. Ширина интерваллюма от 0,75 до 3 мм. Поры имеют овальную вытянутую форму; расположены в шахматном порядке на расстоянии 0, 025 мм друг от друга.

С р а в н е н и е. Похож на *Ajasciathus*, отличается разной толщиной внутренней и внешней стенок.

Р а с п р о с т р а н е н и е. Западный Саян.

М е с т о н а х о ж д е н и е. Кузнецкий Алатау, деревня Катюшкино.

СЕМЕЙСТВО POLYCYATHIDAE VOLOGDIN, 1928

Erbocyathus sp. Zhuravleva

Таблица, рисунок 2

Erbocyathus: Журавлева, 1962, стр. 121.

О п и с а н и е. Диаметр кубков 2 см, округлой формы. Интерваллюм примерно 3- 4 мм; перегородки с утолщениями, более сильными к внутреннему краю.

С р а в н е н и е. От других колониальных археоциат отличается утолщением внутренней стенки.

Р а с п р о с т р а н е н и е. Восточный склон Кузнецкого Алатау, гора «Долгий мыс», обрусевский горизонт.

М е с т о н а х о ж д е н и е. Кузнецкий Алатау, деревня Катюшкино.

ОТРЯД ETNMPHYLLIDA

СЕМЕЙСТВО VOLOGDINOCYATHIDAE YAROSHEVITCH, 1957

Vologdinocyathus ex. *erbiensis* Yaroshevitch

Таблица, рисунок 3

Vologdinocyathus erbiensis: Журавлева, 1962, стр. 122, стр. 115, рис 69 б.

О п и с а н и е. Кубок в сечении овальной формы диаметром 0,43 мм. Интерваллюм – 0,24 мм, перегородки умеренные по наружному и внутреннему краю.

С р а в н е н и е. Отличается от других похожих видов узким интерваллюмом, узко-коническим кубком.

Р а с п р о с т р а н е н и е. Кузнецкий Алатау, обрусевский горизонт.

М е с т о н а х о ж д е н и е. Кузнецкий Алатау, деревня Катюшкино.

СЕМЕЙСТВО TERCYATHIDAE VOLOGDIN, 1932

Clathricyathus sp. Vologdin

Таблица, рисунок 4

Clathricyathus: Журавлева, 1962, стр. 122, рис. 78-79, табл V, фиг. 2

О п и с а н и е. Одиночный конический кубок, диаметром 0,5 см. Видна большая половина, интерваллом – 1,5-2 мм. Интерваллом с перегородками с утолщенными, более сильными к внутреннему краю перегородок.

С р а в н е н и е. Особенностью данного рода является наличие системы каналов на внутренней стенке кубка.

Р а с п р о с т р а н е н и е. Алтай, санаштыкгольский горизонт.

М е с т о н а х о ж д е н и е. Кузнецкий Алатау, деревня Катюшкино.

Стратотипическими разрезами нижнего кембрия Алтае-Саянской складчатой области являются разрезы г. Долгий Мыс, Крутой лог (Батеневский кряж). Сравнивая видовое разнообразие фауны археоциат этих разрезов с археоциатами лога Подтемный, выяснили, что *Vologdinocyathus* и *Erbocyathus* являются общими для разрезов Долгий Мыс и разреза в логу Подтемный (таблица 1). А обнаруженные археоциаты родов *Densocyathus* и *Clathricyathus* являются новыми для Батеневского кряжа, ранее встречающиеся лишь в Западном Саяне и на Алтае.

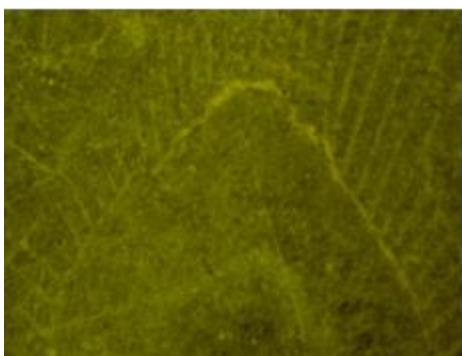


Рис. 1. *Densocyathus sanashtykolensis*. Продольное сечение, шлиф №3, x10. Деревня Катюшкино

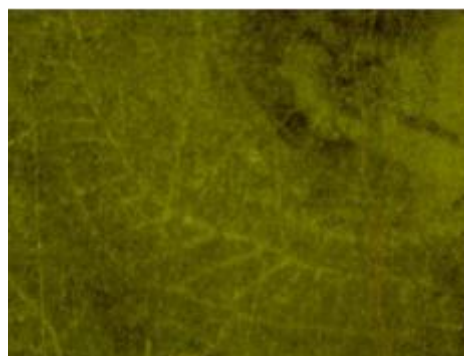


Рис. 2. *Erbocyathus*. Продольное сечение. Фрагмент кубка. Шлиф №5, x10. Деревня Катюшкино

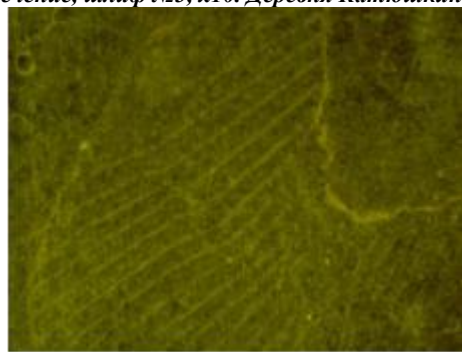


Рис. 3. *Vologdinocyathus erbiensis*. Продольное сечение. Шлиф №10, x10. Деревня Катюшкино

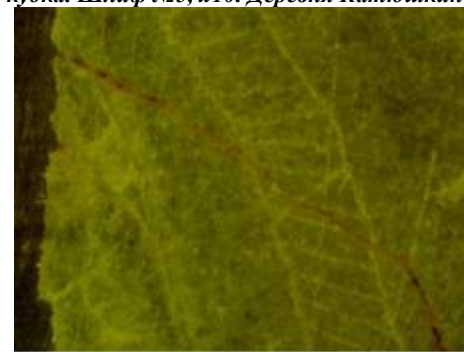


Рис. 4. *Clathricyathus*. Продольное сечение. Шлиф №4, x10. Деревня Катюшкино

Таблица

Фаунистическая характеристика некоторых разрезов Батеневского кряжа

Долгий мыс (сыйская свита)	Крутой лог (усинская свита)	Подтемный лог (усинская свита)
<i>Irinaocyathus</i>	<i>Aldanocyathus</i>	<i>Densocyathus</i>
<i>Erbocyathus</i>	<i>Ajacicyathus</i>	<i>Erbocyathus</i>
<i>Vologdinocyathus</i>	<i>Alataocyathus</i>	<i>Vologdinocyathus</i>
<i>Archaeocyathus</i>	<i>Coscincyathus</i>	<i>Clathricyathus</i>

Таким образом, в соответствии с благоприятными условиями для биоценозов археоциат, с участием водорослей, в атдабанский-ботомский века на территории северо-западного крыла Катюшкинской синклинали они образовывали различной мощности линзовидные залежи известняков – биогермы. Несмотря на относительно короткий период существования археоциат, эта фауна имеет большое значение для познания закономерностей развития органического мира, для выделения биостратиграфических подразделений: горизонтов, слоев и зон, а также для палеогеографических реконструкций обстановок осадконакопления.

Литература

1. Вологдин А.Г. Археоциаты и водоросли кембрия байкальского нагорья. – Москва: Издательство академии наук СССР, 1962 – 112 с.
2. Журавлева И.Т. Биостратиграфия и палеонтология нижнего кембрия Сибири и Дальнего Востока. – Москва: Издательство «Наука», 1969 – 227 с.
3. Журавлева И.Т. Стратиграфия и археоциаты нижнего кембрия Алтае-Саянской складчатой области. – Москва: Издательство «Наука», 1979 – 214 с.
4. Коптев И.И., Ананьев Ю.С. Путеводитель по стратиграфии района учебного геологического полигона ВУЗОВ Сибири (восточный склон Кузнецкого Алатау). – Томск: Издательство ТПУ, 2006. – 22 с.
5. Орлов Ю.А. Основы палеонтологии. – Москва: Издательство академии наук, 1962. – 484 с.

**СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ МОЛЛЮСКОВ САРТАГАНСКИХ СЛОЕВ
КЕРЧЕНСКОГО ПОЛУОСТРОВА (СРЕДНИЙ МИОЦЕН, УКРАИНА)**

Д.А. Старин

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.А. Иванова

Научно-исследовательский институт геологии Днепропетровского национального университета им. Олесь Гончара, г. Днепропетровск, Украина

Информация по сартаганским слоям Керченского полуострова содержится в ряде работ, согласно которым выделение данного подразделения по малакофауне затруднительно. Это связано с отсутствием здесь богатой полигалинной фауны, по которой выделяются данные слои [1, 3-5]. В последние годы были получены новые материалы картировочного бурения на площади Керченского съемочного листа, позволившие выявить особенности распределения фауны моллюсков и использовать их в качестве критериев идентификации сартаганских слоев конского региона.

Наиболее представительный разрез сартагана вскрыт скважиной 20 (близ с. Ленинское) в интервале глубин 24,75-41,50 м. Породы слагаются серыми, темно-серыми известковыми глинами с прослоями алевритов, включающих зерна глауконита, кварца, кристаллики пирита. Отложения охарактеризованы моллюсками: *Alveinus nitidus* (Reuss), *Acanthocardia cf. andrusovi* (Sok.), *Mastra (Eomactra) basteroti konkensis* Sokolov, *Ervilia pusilla cf. trigonula* (Sok.), *Abra sp.*, *Spiratella konkensis* (Zhizh.), *Spiratella andrusovi* (Kittl), *Varnea sp.* Фон комплекса составляют раковинки мелких спирателл и альвейнусов, другие моллюски встречаются спорадически.

Отмечено неравномерное вертикальное распределение раковин моллюсков, что позволило выделить в сартаганских отложениях два комплекса малакофауны, приуроченные к нижней и верхней частям разреза (таблица).

Таблица

Распределение фауны моллюсков в сартаганских слоях Керченского полуострова (по скв. 20)

Региональные стратиграфические подразделения	Комплексы фауны	Наименование таксонов						
		Varnea sp.	Alveinus nitidus		Spiratella konkensis	Cardium sp.	Mastra sp.	
			крупные (1-1,5 мм)	мелкие (0,2-0,3 мм)				
Конский регион	Веселянские слои				⋮	⋮	⋮	⋮
	Сартаганские слои	II комплекс (мелких альвейнусов и спирателл)			⋮	⋮	⋮	⋮
		I комплекс (крупных альвейнусов и спирателл)	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Эрвильево-фолодавы слои	⋮						

Первый комплекс приурочен к нижней части разреза, где породы имеют более темный оттенок, участками наблюдаются примазки гидроокислов железа. Фауна однотипна, представлена, в основном, раковинками спирателл и альвейнусов (рис. 1а-в). Последние часто образуют небольшие скопления по алевритовым прослоям. Встречаются раковинки относительно крупных *Alveinus*, видимые в породе, а также мелкие раковинки, наблюдаемые под биноклем. Кроме того, на границе с подстилающими эрвильево-фолодавскими (картвельскими) слоями присутствуют единичные *Ervilia sp.*, *Varnea sp.*

Второй комплекс установлен в верхней части разреза. Здесь породы приобретают более светлый оттенок. Состав фауны несколько изменяется: появляются единичные кардиумы и мактры, из комплекса исчезают крупные *Alveinus nitidus*. Иногда в отложениях наблюдаются псевдоморфозы пирита по органическим остаткам, а по плоскостям наслоения обнаруживаются массовые скопления очень мелких, тонкостенных

(порядка 0,2-0,3 мм) раковинок альвейнусов, сохранивших прижизненное положение (рис. 2а). Спирателлы также образуют массовые захоронения (рис. 2б), представленные отпечатками раковин в тончайших прослойках сульфидов железа. Подобные ориктоценозы прослеживаются только при детальном микроскопическом исследовании вмещающих пород. На наш взгляд, угнетенный вид фауны при ее массовости свидетельствует о периодических заморах, возникающих под действием сероводородного заражения в условиях постепенного снижения солености морского бассейна.

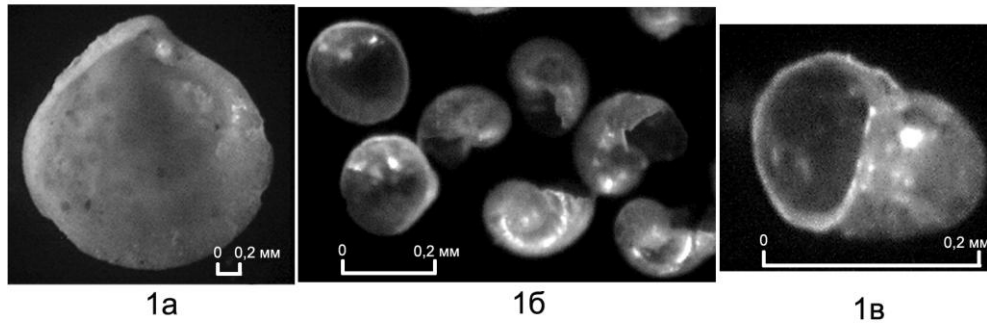


Рис. 1. Фоновая фауна сартаганских слоев скв. 20: 1а – *Alveinus nitidus*, левая створка, вид изнутри; 1б – тонкостенные раковинки альвейнусов и спирателл; 1в – *Spiratella konkensis*, вид со стороны устья

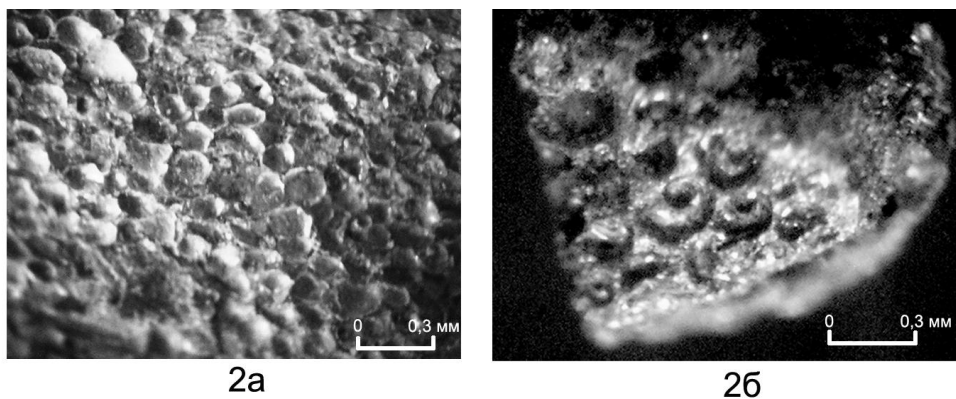


Рис. 2. Следы заморов в сартаганских отложениях: 2а – захоронение мелких альвейнусов; 2б – захоронение спирателл (пиритизированные отпечатки раковин)

Дальнейшее опреснение, происходившее в веселянское время, привело к практически полному исчезновению альвейнусов и спирателл, распространению представителей более эвригалинных родов *Cardium* и *Mastra*.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Максимальное развитие родов *Alveinus* и *Spiratella* приурочено к сартаганскому этапу развития конкского бассейна. Для его участков, сформировавшихся в условиях илистого осадконакопления и неблагоприятного газового режима, обусловивших отсутствие других сартаганских видов, выявленная закономерность развития малакофауны является важным критерием стратиграфического расчленения.

2. Установленные комплексы малакофауны отражают особенности эволюции сартаганского моря. Первый комплекс сформировался, вероятно, на трансгрессивном этапе развития данного бассейна, второй – на регрессивном этапе. Данное предположение подтверждается материалами изучения сравнительно мелководных фаций сартаганских слоев Северного Причерноморья [7, 8] и согласуется с результатами литолого-фациальных и микропалеонтологических исследований [2, 6].

Литература

1. Барг И.М. Биостратиграфия верхнего кайнозоя Южной Украины. – Днепропетровск: ДДУ, 1993. – 196 с.
2. Барг И.М., Иванова Т.А., Бондарь О.В., Старин Д.А., Сапронова Д.А. К биостратиграфии неогеновых отложений Борисфенского залива Восточного Паратетиса // Геологічний журн. НАН України, 2012. – № 3. – С. 127 – 137.
3. Барг И.М., Носовский М.Ф. (1987). Палеобиогеографическое районирование конкского морского бассейна Северного Причерноморья и Крыма. // Стратиграфия кайнозоя Северного Причерноморья и Крыма. – Днепропетровск: ДГУ, – С. 36 – 41.
4. Молявко Г.І. Неоген півдня України. – К.: АН УРСР, 1960. – 208 с.

5. Носовский М.Ф. (1960). Стратиграфия мезокайнозойских отложений Белозерского железорудного месторождения (УССР). // Вопросы геологии и минералогии осадочных формаций Украинской ССР. – Днепрпетровск: ДГУ, – С. 79 – 91.
6. Присяжнюк В.А., Коваленко В.А., Люльева С.Л. О конкских отложениях юга Украины. // Палеонтологічні дослідження в Україні: історія, сучасний стан та перспективи. – К.: ІГН НАН України, 2007. – С. 298 – 305.
7. Старин Д.А. Особенности распространения и стратиграфическое значение моллюсков в конкско-караганских отложениях Борисфенского залива (средний миоцен, Южная Украина) // 4-е Яншинские чтения. – Москва, 2011 – с.183 – 190.
8. Старин Д.А. Особенности стратиграфического деления конкского региона Южного берега Борисфенского залива (Южная Украина) по фауне моллюсков // Палеонтологічні дослідження в удосконаленні стратиграфічних схем фанерозойських відкладів: Матеріали XXXIV сесії Палеонтологічного товариства НАН України. – Київ: ІГН НАНУ, 2012. – С. 99 – 100.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БЕЙСКОЙ СВИТЫ

У.А. Стержанова

Научный руководители доцент М.И. Шамина, доцент И.В. Рычкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Литолого-петрографическими, биостратиграфическими и геохимическими методами изучены отложения среднего девона (живетский ярус, бейская свита) Северной Хакасии с целью оценки перспектив нефтегазоносности. Актуальность исследований обусловлена открытием в последние годы в отложениях бейской свиты месторождений газа и газоконденсата (Новомихайловская площадь).

Нами проанализировано строение разрезов бейской свиты по латерали с северо-запада на юго-восток (в районе п. Целинное, о. Итколь, о. Шира и площади Новомихайловская) (рис. 1).

Бейская свита впервые выделена Н.А. Беляковым, В.С. Мелещенко в 1953 г. в Южно-Минусийской котловине Алтае-Саянской складчатой области [1]. Свита согласно залегает на сарагашской свите и также согласно перекрывается ойдановской свитой. На северо-западе свита сложена, главным образом, сероцветными известняками различных оттенков, массивными, толстоплитчатыми, местами окремненными, пелитоморфными (95-99% карбоната кальция, иногда слабо глинистые). Известняки переслаиваются с тонкоплитчатыми доломитами, зеленовато-серыми мергелями, мелко-среднезернистыми известковыми песчаниками серого и желтовато-серого оттенков, алевролитами и аргиллитами. В районе озер Итколь и Шира свита имеет мощность 150-180 м [2, 3].

Отложения свиты богаты брахиоподами, гастроподами, остракодами, конодонтами, кораллами позднеживетского возраста. Среди брахиопод встречаются следующие виды: *Eurospirifer cheehiel* (Kon.) var. *altaica* Khalf., *Mucrospirifer consobrinus* (Orb.), *Delthyris altschedatiensis* Korovin, *Athyris spiriferoides* Eaton, *A. subacuminata* Khalf., (Stuck.) и многие другие. Из кораллов обычно присутствуют *Thamnopora cervicornis* (Blainv.), *Thecostegites rossicus* Sok., *Altaiphyllum corgonicum* Pol., *A. altaicum* Lev., *Pachyphyllum giveticum* Iv. Из мшанок наиболее распространенные виды *Fenestella vera* Ulf., *Semicoscinium delicatum* Krasn., *Hemitrypa devonica* Nekh., *Polypora belgebaschensis* Nekh., *Lioclema yakovlevi* (Schoen.). Трилобиты встречаются не часто, бедны по составу: *Bronteus costatus* Puch., *Dechenella verneuili* (Barr.), *D. polonica* (Gurich) [4].

В районе п. Целинное, на правом берегу р. Туим обнажение представлено органогенными микритовозернистыми известняками [классификация Е.М. Хабарова, 2002] с многочисленными остатками брахиопод вида *Acrospirifer cheehiel* (Koninck) D2g (рис. 2, 3). Раковины отличаются толстыми створками крупных размеров. Большое скопление брахиопод положило начало формирования чешелевого горизонта, который является маркирующим для всей Алтае-Саянской складчатой области.

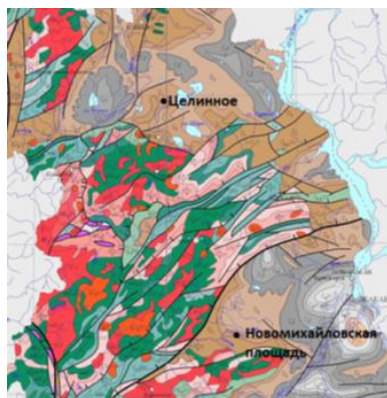


Рис. 1. Геологическая карта района



Рис. 2. Остатки брахиопод вида *Acrospirifer cheehiel*

На юго-востоке исследуемого района, в разрезах скважин Новомихайловской площади, отложения свиты представлены ритмично чередующимися алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками, количество которых увеличивается вверх по разрезам скважин. В нижних частях разрезов отмечаются

литологические неоднородности по составу пород, а так же по строению, которые выражаются в наличии косоволнистослоистых тел различной уплотненности, а так же микрослоистости, флексуобразных изгибов, трещиноватости, зеркал скольжения и деформированных прожилков, которые приводят к неодинаковым фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) на отдельных участках пород (рис. 3). В керне скважин Новомихайловской площади так же обнаружены раковины брахиопод и кораллов. Но в отличие от фауны из обнажений, она характеризуется обедненностью видового состава, мелкими размерами и тонкостенностью створок раковин. Угнетенность фауны обусловлена поступлением большого количества терригенного материала в бассейн седиментации, что говорит о близости источника стока.

Изучение захороненного органического вещества (ОВ) и битуминозности отложений бейской свиты в ультрафиолетовом свете (УФ) методом люминесцентной микроскопии позволило установить сапропелевую природу ОВ и зафиксировать многочисленные следы миграции битумоидов во всех изученных образцах. Содержание битумоидов резко возрастает в юго-восточной части свиты. Скопления битумоидов отмечается в наиболее катагенетически преобразованных терригенно-карбонатных породах (рис. 3). Катагенетические преобразования выражаются в доломитизации, окремнении, трещиноватости, которые повышают ФЕС пород.

Битуминозные компоненты (в меньшем количестве) обнаружены так же на наиболее проницаемых участках рифогенных известняков верхнебейской подсвиты (район п. Целинного и о. Итколь). Они приурочены к границам биокластов, микростилолитовым швам и литогенетическим трещинкам (рис. 3).

Таким образом, результаты литолого-фациальных исследований отложений бейской свиты свидетельствуют о возникновении благоприятных палеогеографических обстановок для формирования комбинированных ловушек для углеводородов во вторую половину начальной тектоно-седиментационной стадии бейской трансгрессии. Эти обстановки характеризуются прибрежно-морскими условиями с наличием небольших депрессий, окаймленных рифогенными постройками, характеризующимися активной гидродинамической обстановкой осадконакопления. Такие условия наиболее ярко прослеживаются в юго-восточных частях бейской свиты (Новомихайловская площадь).

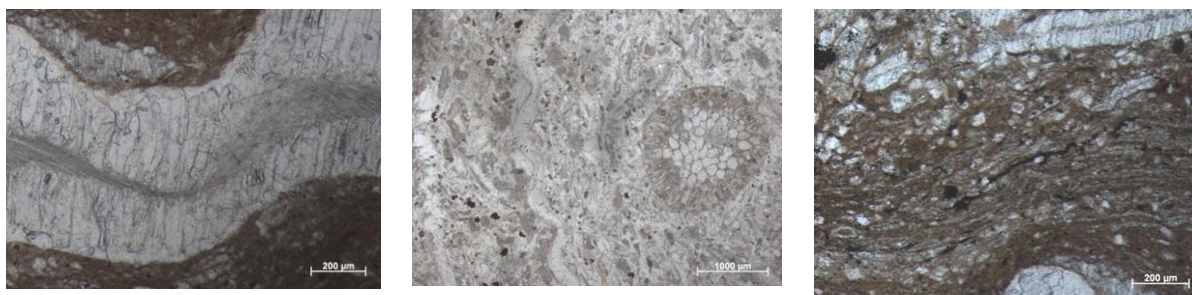


Рис. 3. Фотографии штуффов керна бейской свиты (скважина Ново-Михаловская-9)

Литература

1. Иванкин Г.А. К стратиграфии девона западной окраины Минусинской котловины // 5-я научн. конф. Томского гос. ун-та. – Томск: ТГУ, 1960.
2. Парначев В.П., Васильев Б.Д., Иванкин Г.А. Геология и полезные ископаемые Северной Хакасии. – Томск, 1992. – 166 с.
3. Парначев В.П., Васильев Б.Д., Коптев И.И. Геология и минерагения Северной Хакасии. – Томск, 2007. – 236 с.
4. Скворцов В.П. Стратиграфический словарь СССР. – Москва, 1956. – 121с.
5. Халфин Л.Л. Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области. – Новосибирск, 1960. – 360 с.

АНАЛИЗ ДАННЫХ О ГЛЯЦИОЛОГИЧЕСКИХ СОБЫТИЯХ ПОЗДНЕГО ПЛЕЙСТОЦЕНА НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.А. Тик

ООО "ЭкоТех", г. Томск, Россия

Поздний плейстоцен включает ледниковые и межледниковые эпохи, для каждой из которых были характерны конкретные климатические условия. Геологический и палеоботанический материал свидетельствует о том, что в этот период происходили неоднократные резкие колебания климата, различные по амплитуде и длительности. Наиболее контрастные изменения климатических условий происходили в казанцевское и сартанское время. Предполагается, что температуры сартанского палеоклиматического этапа на севере Западной Сибири были в 1,5 — 2 раза ниже, чем сейчас [1].

Вследствие того, что мировой океан и атмосфера находятся в постоянной взаимосвязи, вода, которая аккумулируется в ледниках, не участвует в круговороте, следовательно, это приводит к тому, что уровень мирового океана понижается, а уменьшение объема ледников, наоборот, ведет к повышению его уровня. В плейстоценовое время колебания уровня мирового океана достигали более 100 метров, предположительно, это связано с существованием крупных ледниковых щитов.

Существование ледниковых щитов на территории Северной Америки и Европы в позднем плейстоцене является общепризнанным. Вопрос о существовании ледниковых щитов в позднем плейстоцене на севере Западной Сибири является дискуссионным. В настоящее время наиболее популярны две основные концепции.

Согласно концепции «ограниченного оледенения» на территории Евразии существовали два крупнейших центра покровного оледенения. Первый располагался на Скандинавском полуострове, второй - на островах Новой Земли [2]. Согласно этой модели покровное оледенение на севере Западной Сибири отсутствует, имело место долинное оледенение, также отмечено увеличение площади горных ледников.

В фокусе другой концепции лежит модель Панарктического ледникового покрова, она предполагает покровное оледенение всей северной полярной области и подпруживание северных и дальневосточных рек [3]. Согласно этой модели основа ледника была заложена при замерзании морской воды, а баланс твердых атмосферных осадков был положительным в течение всего года в связи с тем, что понижение температуры в Арктике в период с 75 до 10 тыс. л.н. составило в среднем 15°C. Автор максималистской модели отмечает, что оледенение происходило синхронно во всей Евразийской Арктике.

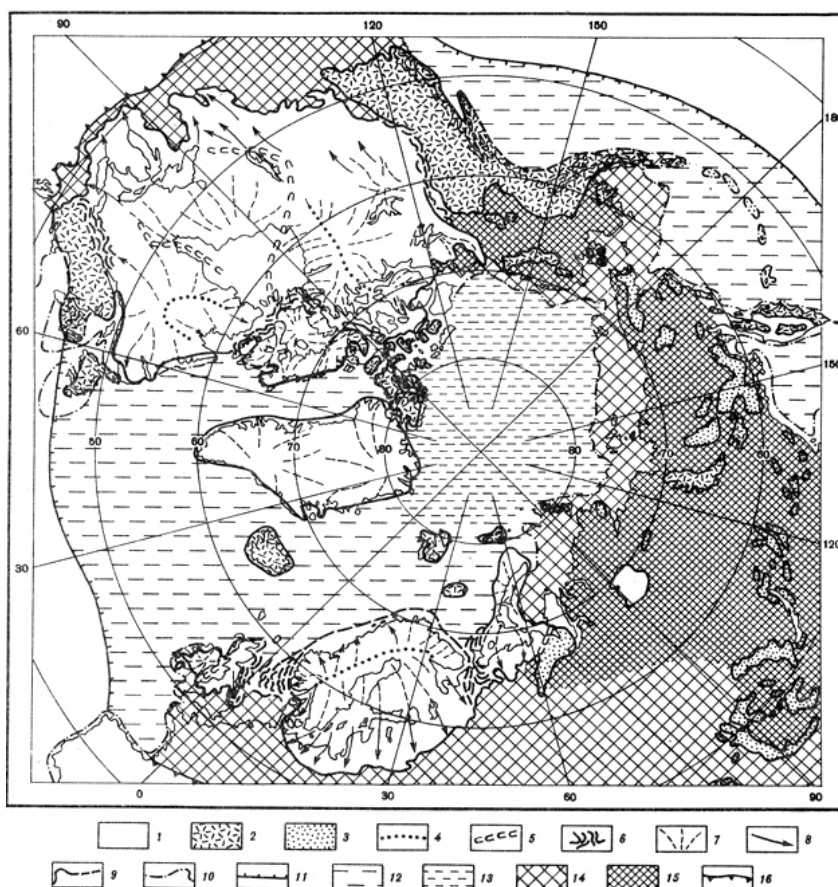


Рис. Реконструкция последнего позднплейстоценового оледенения в максимальную стадию (Величко, Фаустова 1989). 1 - материковые ледниковые покровы; 2 - ледниковые комплексы островных архипелагов и горных стран с сетчатым и полупокровным оледенением; 3 - области горнодолинного, карово-долинного и карового оледенения; 4 - основные ледоразделы; 5 - зоны конвергенции льда; 6 - то же гетерохронной аградации соседних ледниковых покровов; 7 - направление растекания льда; 8 - направление движения крупных ледниковых потоков и лопастей; 9 - граница распространения льда; 10 - береговая линия 18-20 тыс. лет назад; 11 - граница морских льдов; 12 - сезонные морские льды; 13 - наковые льды; 14, 15 - область многолетней мерзлоты в позднем плейстоцене (14) и в настоящее время (15); 16 - граница области многолетней мерзлоты в эпоху максимума последнего оледенения

Возможно, что отрицание существования в позднем плейстоцене покровных оледенений на территории Западной Сибири связано со слабой изученностью региона, особенно северной части, а также с тем, что не все данные о палеогеографических условиях прошлого согласуются между собой. В связи с этим значительный интерес вызывают новые работы, опубликованные в последние годы. Назаров Д.В. (2011) по данным геологических исследований 2000-2009 гг. севера Западной Сибири и Полярного Урала составил местную стратиграфическую схему и подробное описание видимой части покрова четвертичных отложений для центральной части севера Западной Сибири. На основе этих данных автор отмечает существование одного оледенения на севере Западной Сибири в позднем плейстоцене, которое не распространялось южнее Гыданской гряды [4].

Известно, что Северная Америка и Евразия имеют схожие географические характеристики. Насколько же должны быть различны климатические условия, чтобы на территории Северной Америки существовал крупный ледниковый щит, а на территории Евразии значительно меньший по размерам (рис.). Как отмечалось выше, палеоклиматические условия в исследуемый период времени были благоприятными для формирования оледенений на севере Западной Сибири, а существование ледниковых щитов на данной территории в позднем плейстоцене подтверждено геологическими данными. Также следует отметить, что при современных климатических условиях Сибирской Арктики Карское море покрыто льдом до 9 месяцев в году, а толщина многолетних дрейфующих льдов может достигать 4 и более метров. В северной части Западной Сибири в настоящее время многолетняя мерзлота имеет сплошное распространение и мощность до 400-500 метров.

Таким образом, наиболее вероятно, что в позднем плейстоцене ледниковые щиты возникали и существовали синхронно по всему арктическому сектору Евразии, а на территории Западной Сибири в названный период южная граница ледникового щита могла достигать широты полярного круга.

Литература

1. Величко А.А., Фаустова М.А., Кононов Ю.М. Динамика ландшафтных компонентов и внутренних морских бассейнов Северной Евразии за последние 130 000 лет. – М.: Геос, 2002. – С. 20 – 30.
2. Гросвальд М.Г. Оледенение Русского Севера и Северо-Востока в эпоху последнего великого похолодания // Материалы гляциологических исследований. – Москва, 2009. – № 106 – С. 13 – 14.
3. Геокриология СССР / Под ред. Э.Д. Ершова. – М.: Недра, 1989. – 25 с.
4. Назаров Д.В. Четвертичные отложения центральной части Западно-Сибирской Арктики: Автореферат. дис. канд. геол.-минер. наук. – СПб, 2011. – С. 6 – 21.

ПРЕДСТАВИТЕЛИ ОТРЯДА PROBOSCIDEA В ПЛЕЙСТОЦЕН-ГОЛОЦЕНОВОЕ ВРЕМЯ НА ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСИ

А.О. Цыганков

Научный руководитель ассистент Т.А. Мележ

Гомельский государственный университет им. Франциска Скорины, г. Гомель, Белоруссия

История развития территории Беларуси в четвертичный период, в плейстоценовую эпоху делится на предледниковый и ледниковый этапы. Предледниковый этап охватывает ранний плейстоцен и начало среднего плейстоцена. В это время в Скандинавии возникали ледниковые покровы. Они не достигали территории Беларуси, однако обуславливали чередование здесь фаз тепла и холода. На территории нашей страны были распространены хвойные и березовые леса с примесью дуба, липы, вяза, граба и ряда видов, которые сохранились с неогена. Рельеф был довольно ровным, общий уклон территории был с востока на запад. Существовали многочисленные глубокие озера. Реки текли примерно в тех же направлениях, что и современные, но глубина их вреза была меньшей. К концу предледникового этапа произошло похолодание, леса сменились открытыми пространствами.

В дальнейшем, на протяжении среднего и позднего плейстоцена, история развития территории Беларуси в самых общих чертах представляла собой чередование оледенений и межледниковий (ледниковый этап). Выделяются шесть ледниковых и пять межледниковых периодов. Каждый из них имел свои специфические особенности, которые детально описаны в специальной литературе [2].

Вышеописанные факторы обусловили развитие плейстоценовой териофауны и в частности представителей отряда хоботных (*Proboscidea*). Хоботные отличаются не только своим хоботом, но и уникальными видоизменёнными резцами — бивнями (два сверху и/или снизу или без них), а также наибольшей величиной среди всех современных наземных млекопитающих.

На территории Беларуси установлены остатки *Archidiscodon cf. meridionalis*, *Mammuthus cf. trogontherii*, *Mammuthus ex gr. chosaricus*, *Mammuthus primigenius*. Все эти виды относятся к семейству слоновых (*Elephantidae*).

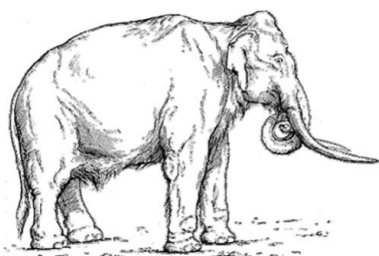


Рис. 1. Южный слон (*Archidiscodon cf. meridionalis*)

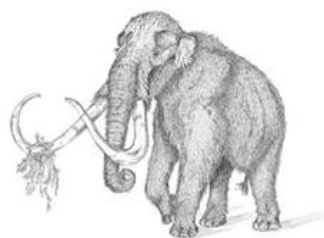


Рис. 2. Трогонтериевый мамонт (*Mammuthus cf. trogontherii*)

Archidiscodon cf. meridionalis – южный слон является представителем таманского териокомплекса, который является завершающим этапом развития третичной фауны в Восточной Европе. Был распространён в

позднем плиоцене – раннем плейстоцене в Европе, Передней и Средней Азии, Северной Африке. В Беларуси остатки южного мамонта найдены в окрестностях д. Старое Село Витебского района (обломок последнего коренного зуба). Это было крупное высокое животное, с длинными конечностями, вероятно лишённое густого шерстного покрова. Он, как и прочие архидискодонты, имел длинные изогнутые бивни. Южный слон является довольно примитивным представителем архидискодонтных слонов (рис. 1).

Mammuthus cf. trogontherii – трогонтериевый, или степной, мамонт – характерный вид среднего плейстоцена. Вероятно, он продолжал существовать вплоть до позднего плейстоцена. Этим поздним представителем вида часто выделяют в особый подвид – хазарский мамонт [3].

Ареал трогонтериевого мамонта огромен: Европа, Передняя и Центральная Азия, юг Западной и Восточной Сибири и Дальнего Востока. В Беларуси его остатки найдены в Гомеле (последний коренной правый зуб нижней челюсти). Трогонтериевый мамонт, вероятно, был крупнейшим представителем из всех известных слонов (его рост мог достигать 5 м.). Он также обладал длинными изогнутыми бивнями. Животное, видимо, имело, достаточно густой шерстный покров, т.к. обитало в сравнительно холодном климате (рис. 2).

Во второй половине плейстоцена происходит постепенная эволюция трогонтериевого мамонта в шерстистого мамонта. Переходной формой между ними считается хазарский мамонт.

Mammuthus primigenius – шерстистый мамонт появляется в Европе во второй половине среднего плейстоцена. Считается, что существовало два типа мамонта – ранний и поздний, являющиеся двумя стадиями развития вида. Находок мамонта позднего типа значительно больше. В целом шерстистый мамонт обитал со второй половины среднего плейстоцена до голоцена. Населял Западную, Центральную и Восточную Европу, Сибирь, Дальний Восток, острова Арктики, Закавказье, Среднюю Азию, Северную Монголию, Северный Китай, Японию, а также Северную Америку. На территории Беларуси остатки шерстистого мамонта очень многочисленны. Причём обнаружены остатки мамонтов как раннего, так и позднего типа. Остатки мамонта позднего типа встречаются гораздо чаще, чем раннего. Большая часть находок представлена зубами. Остатки фрагментов скелета, а тем более полных скелетов, а также целых черепов очень редки. Расцвет этого животного в Беларуси наблюдался 36 – 19 тыс. лет назад (рис. 3).

К концу плейстоцена численность шерстистого мамонта сокращается. Последние мамонты жили в голоцене на Таймыре и островах Арктики. Причинами вымирания шерстистого мамонта являются, по-видимому, изменение климата в конце плейстоцена, исчезновение подходящих для этого животного мест обитания, а также истребление человеком [1].

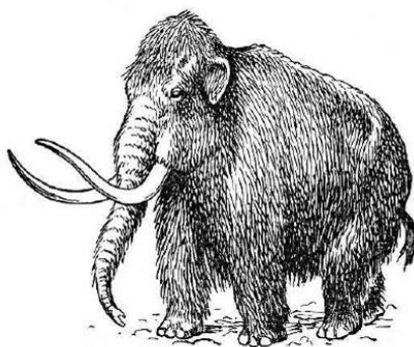


Рис. 3. Шерстистый мамонт (*Mammuthus primigenius*)

Таким образом, климатические условия в плейстоцен-голоцене, и, главным образом, чередование ледниковых и межледниковых эпох, а так же равнинный рельеф и характерная для него растительность обусловили развитие на территории Беларуси мамонтов: архидискодона, трогонтериевого и шерстистого. Находки целых черепов или крупных частей скелета крайне редки, чаще установлены зубы, бивни и другие мелкие составные части скелета. Однако следует заметить, что остатки мамонтов распространены по всей территории Беларуси.

Литература

1. Основы палеонтологии / под ред. Орлова Ю.А. – Москва: Издательство академии наук СССР, 1962. – 15 т.
2. Махнач А.С., Гарецкий Р.Г., Матвеев А.В. Геология Беларуси – Мн.: ИГН НАН Беларуси, 2001. – 815 с.
3. Фентон К.Л., Фентон М.А., Рич П.В. Каменная книга. Летопись доисторической жизни. – М.: МАИК «Наука», 1997. – 623 с.

Секция 2

МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО РУДООБРАЗОВАНИЯ

И.В. Кучеренко, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Негативный итог столетних исследований представляют сосуществование и конкуренция четырех с вариантами гипотез, предложенных в плане реконструкции геологических процессов, инициирующих и обеспечивающих образование гидротермальных месторождений золота, урана, сурьмы и некоторых других металлов, – гранитогенной, базальтогенной, метаморфогенной, полигенной. Две первых магматогенных гипотезы предполагают генерацию металлоносных растворов соответственно в гранитных или базальтовых магматических очагах, метаморфогенная гипотеза – экстракцию металлов из горных пород растворами разного происхождения на путях их движения или в околорудном пространстве. Согласно полигенной гипотезе, рудообразование осуществляется на нескольких этапах посредством наращивания массы и концентрации металлов в результате функционирования процессов, разделенных значительными промежутками времени (сотни млн л) и не связанных между собой.

Поскольку гипотезы созданы на основе изучения, как правило, одних и тех же крупных и уникальных месторождений, постольку речь идет не о конвергенции рудообразования как возможной причине ошибочно в этом случае принимаемых за реально конкурирующие представлений, а о несостоятельности как минимум трех из четырех гипотез, не адекватных геологическим и производным из них рудообразующим процессам.

Естественно, сложившаяся ситуация не способствует углублению теории и тормозит разработку рациональных эффективных прогнозно-поисковых критериев оруденения, потребность в которых возрастает по мере объективно обусловленного перехода к поискам месторождений, не выходящих на дневную поверхность, но находящихся на экономически приемлемых глубинах.

В связи с этим поиски и анализ причин многовариантных представлений о геологических условиях образования гидротермальных месторождений с целью их устранения и разработка в приложении к каждому виду полезных ископаемых частных, а к совокупности последних – и общей концепций, достоверно описывающих природные процессы, представляет одну из важнейших задач нашего времени в области рудной геологии, как говаривали в старину, – текущего момента. В противном случае дискуссия продолжится бесконечно долго без перспективы успешного ее завершения в обозримом будущем.

В докладе приведены результаты анализа вероятных, но и кажущихся очевидными, причин неудовлетворительного состояния проблемы геологической обусловленности гидротермального рудообразования, которые большей частью носят общий характер. Предложены также к обсуждению авторские результаты исследования связей рудообразования с магматизмом на примере гидротермальных месторождений золота.

Главная причина – дефицит фактов, привлекаемых в обоснование каждой гипотезы, и замена недостающих данных предположениями, отражающими личностные предпочтения авторов гипотез и специалистов, поддерживающих одну из них. Обращает на себя внимание также легкость, с которой некоторые авторы и авторские коллективы многократно меняют ранее опубликованные выводы на противоположные в поздних публикациях, не опираясь на новые факты и/или аргументы, но употребляя слова и словосочетания типа «несомненно», «с высокой степенью надежности» и т. п., которые, очевидно, призваны убеждать в достоверности и корректности новых выводов. Это означает, что предыдущие выводы (не предположения, которые естественны в любой науке) были сформулированы поспешно, без надлежащего обоснования фактами, на уровне веры с целью «застолбить» идею. Однако критическое отношение к такого рода выводам защищает достоверное знание от беллетристики в науке.

К числу объективных частных причин относятся следующие.

Невозможность непосредственного наблюдения за ходом в природных условиях геологических и сопровождающих их рудообразующих процессов, функционировавших в прошлые геологические эпохи рудообразующих систем, включающих глубинные области генерации металлоносных растворов и источники профильных металлов, пути подъема растворов и транспортировки соединений металлов на верхние этажи земной коры и области образования руд. Существуют ограниченные возможности для исследования подрудных составляющих рудообразующих систем. Единственным источником информации о геологической сущности рудообразования при отсутствии сейчас и, вероятно, в обозримом будущем прямых критериев для диагностики источников профильных и сопровождающих металлов служат горные породы и руды, созданные в процессе его и участвующие в строении месторождений. Тем не менее, несмотря на ограниченные возможности реконструкции систем по указанному обстоятельству, то есть вследствие пространственной разобщенности в них областей зарождения и разгрузки, изучение только этих вещественных следов может обеспечить формирование ответа на вопрос о том, по каким написанным природой сценариям образуются месторождения.

Особенности формирования источников энергии, растворов, рудного вещества, условий доставки их в области рудообразования, особенности внутреннего устройства среды рудообразования, порознь и в совокупности определяющие индивидуальные черты месторождений, обуславливающие отклонения

вещественных составляющих рудообразующих систем от генерализованной схемы, не всегда поддающиеся расшифровке и учету даже при условии глубоких знаний и высокого профессионализма исследователей проблемы.

Разная доступность месторождений для изучения по условиям естественной и искусственной обнаженности поверхности и на глубоких горизонтах.

Субъективные причины многообразия представлений об иницирующих и обеспечивающих гидротермальное рудообразование более масштабных геологических процессах заключаются в принятии и использовании неверных подходов к исследованию связей рудообразования, в частности, с магматизмом, и, что вызывает удивление, длительной реализации этих подходов после того, как ошибочность их стала очевидной. Данное утверждение доказывается классическим примером.

В середине прошлого столетия возникла дискуссия, инициаторами которой выступили два известных ученых – знатоков гидротермальных месторождений Ф.И. Вольфсон и В.Н. Котляр.

Ф.И. Вольфсон обратился к коллегам с заявлением, в котором утверждал, что «Без детального изучения в каждом отдельном случае геологического положения даек интрузивных пород и их взаимоотношений с оруденением мы не можем решить вопрос о генетической связи оруденения с определенными массивами гранитоидов» [5]. Более развернутую оценку ситуации дал В.Н. Котляр: «... при изучении связи оруденения с магматическими породами необходимо установить связь оруденения не только с интрузивными массивами и магматическими комплексами в целом, но также с отдельными последовательными магматическими проявлениями» и «... отдельные фазы интрузий и особенно фазы, растянутые во времени, имеют свои жильные отщепления. При таком положении очень важно бывает установить отношение между оруденением и жильными отщеплениями, поймать, как говорят, оруденение или отдельные его этапы в «вилку» жильных пород» [8].

Очевидно, сложившаяся задолго до приведенных высказываний практика игнорирования распространенных в гидротермальных месторождениях магматических пород малых форм и малых объемов отражала убеждение специалистов в том, что малые магматические тела – дайки образованы посредством затвердевания расплавов, поступавших из малообъемных магматических очагов, не способных генерировать металлоносные растворы в сколько-нибудь значительных количествах, необходимых для образования промышленных скоплений руд. Потребные для этого массы металлоносных растворов, согласно популярной версии, могут быть генерированы в крупнообъемных магматических очагах, заполненных относительно обводненными гранитными расплавами.

Ответ, подтверждавший это убеждение и отражавший, вероятно, общее мнение, не заставил себя долго ждать, он вскоре был озвучен одним из петрологов того времени Х.М. Абдуллаевым: «... трещинные излияния базальтов и их субэффузивные дайки не образуют таких месторождений, которые можно было бы связать с деятельностью очага основных и ультраосновных магм» [1].

Между тем, в вышедшем в том же 1957 году специальном выпуске журнала «Известия АН СССР. Серия геологическая. № 1» содержались материалы, раскрывающие пространственно-временные и причинно-следственные соотношения послегранитных, но близких к гранитным массивам по возрасту даек основных пород с оловянным, вольфрамовым, полиметаллическим в скарнах оруденением [6, 7, 18, 21]. В месторождениях Забайкалья и Приморья были диагностированы внутрирудные базитовые дайки, участие которых в составе рудно-минеральных комплексов доказывало активность во время рудообразования очагов базальтовой, но отнюдь не гранитной магмы. Поскольку месторождения традиционно длительное время генетически связывали с гранитами, можно было ожидать переворот в представлениях, который однако не случился, вероятно, потому, что смена парадигмы, старых представлений новыми в науке происходит болезненно и, как правило, достаточно медленно. Эти факты были учтены позже, когда в оловянных рудах были обнаружены самородные металлы и интерметаллиды в микроскопических включениях – свидетели восстановительного режима металлоносных растворов, генерированных, как предполагалось, в мантийных очагах базальтовых расплавов [22].

В последующие после описанных событий десятилетия гранитным расплавам как генераторам металлоносных растворов по-прежнему отдавалось предпочтение и активно предлагались и обсуждались различные варианты решения проблемы с позиций гранитогенной гипотезы. Ситуация усложнилась и дискуссия вышла за рамки магматогенных гипотез в связи с возрождением в 60-х годах прошлого столетия идей старой, начала прошлого века, литораль-секрционной гипотезы, преобразованной в чрезвычайно популярную ныне метаморфогенную, отличающуюся обилием сменявших один другой вариантов [2 – 4]. Несколько позже комплект гипотез дополнила полигенная, предложенная для объяснения условий образования уникальных месторождений, в частности, золота. Вместе с тем, несколько увеличивается популярность представлений об участии мантийных процессов в гидротермальном рудообразовании [17 и др.], хотя доказательная база остается ограниченной и включает, как правило, данные изотопного и/или геохимического содержания.

Автором разработана концепция образования гидротермальных месторождений золота, опирающаяся на комплекс достоверных, легко проверяемых, повторяющихся независимо от времени рудообразования, геологического положения месторождений, вмещающего оруденение субстрата, включая толщи углеродистых (черных) сланцев, фактов. Развернутое доказательство концепции приведено в ряде публикаций [9 – 16, 23 и др.], поэтому в ограниченном по времени и объему тезисов докладе акцент сделан на один факт, имеющий однако ключевое значение в решении обсуждаемой проблемы. Речь идет о поздних синхронных с рудами дайках в составе магматических комплексов с ассоциированными гидротермальными месторождениями, на настоятельную необходимость изучения которых указывали цитированные выше выдающиеся ученые, очевидно, хорошо и лучше многих других знавшие в деталях устройство месторождений. Первые же попытки обнаружения поздних даек в месторождениях нескольких металлов в ответ на призыв увенчались успехом, но они упорно не

привлекали должного внимания казалось бы заинтересованных участников дискуссии и в последующие десятилетия.

Повторяющиеся во времени от позднего рифея в Енисейском крае, в раннем палеозое в Кузнецком Алатау, в среднем палеозое на юго-востоке Восточного Саяна, в позднем палеозое в Северном Забайкалье и в Ленском районе, то есть во всех золоторудных районах южного горно-складчатого обрамления Сибирской платформы антидромные флюидно-магматические комплексы включают ранние массивы (плутоны) палингенных гранитоидов или зрелые ультраметаморфические очагово-купольные постройки и поздние дайки умеренно щелочных долеритов. Контрастность перехода от кислых производных к основным сглаживается образованием небольших интрузий диоритов (залежей, мощных и мелких даек), эпизодически фиксируемых в месторождениях и занимающих промежуточное возрастное положение между гранитоидами и базитами.

По структурным соотношениям и признакам термического воздействия поздних образований на ранние среди долеритов выделены дорудные (две генерации), внутрирудные и позднерудные (две генерации), всего – не менее пяти генераций. Стабильность минералого-химического состава дорудных даек в «останцах» их слабого изменения, отвечающего нормативному составу данного вида пород, оценивается как признак чистоты, автономности базальтовых расплавов, не смешивавшихся при единстве путей перемещения с ранними расплавами кислого или среднего состава, очевидно, по причине полной кристаллизации последних до поступления не только ранних базальтовых расплавов, но и тем более внедрявшихся после них ранних порций металлоносных растворов. Вывод первый: металлоносные растворы не могли быть генерированы в кислых или средних расплавах, которых уже не существовало.

Для решения обсуждаемой проблемы наиболее информативны внутрирудные дайки.

В своем большинстве они преобразованы в метасоматиты и до 70...90 % объема сложены обширными наборами эпигенетических минералов пропилитового профиля, в разных дайках и в разных частях одной крупной дайки – в разных сочетаниях и количественных соотношениях: антигорит, хризотил, тальк, хлориты, минералы эпидотовой группы, тремолит-актинолит, монтмориллонит, кварц, альбит, серицит, кальцит, доломит, доломит-анкерит, анкерит, магнезит, рутил, лейкоксен, апатит, магнетит, пирит. В минеральных новообразованиях ведущие позиции занимает бурый и грязно-зеленый биотит, количество которого, как правило, достигает многих десятков об. %, нередко присутствует бледно-зеленая роговая обманка (рис.). Перечисленные минералы, кроме двух последних, не свойственны магматическим породам. Биотит и роговая обманка могут иметь магматическое происхождение, но ассоциируют с другими гидротермальными минералами и отсутствуют в участках относительно слабого изменения пород. Содержание позднемагматического биотита в габбро, долеритах, кроме того, не превышает 5 об. % [19] вследствие низкого содержания калия в базальтовых расплавах.

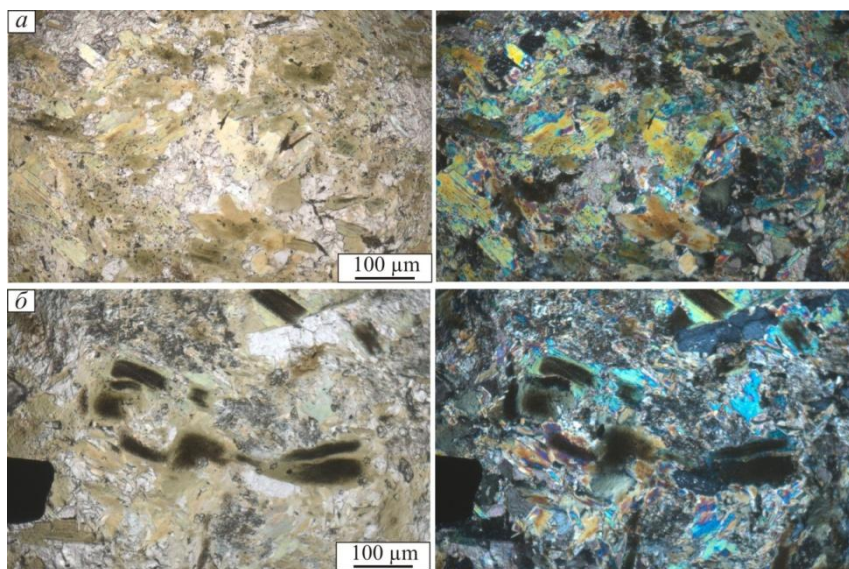


Рисунок. Кедровское (Северное Забайкалье, а), Зун-Холбинское (Восточный Саян, б) мезотермальные месторождения золота. Аподолеритовые метасоматиты внутрирудных даек с преобладанием в ассоциациях эпигенетических минералов зеленого биотита и участием бледно-зеленой обыкновенной роговой обманки. Слева без анализатора, справа с анализатором

Внутрирудные дайки в совокупности и индивидуально каждая из них обычно пересекают вмещающие породы, в разной степени гидротермально измененные, – от почти не затронутых изменениями до метасоматитов (например, околорудных березитов), сохраняя состав минеральных новообразований независимо от вмещающей среды. Автономный внутридайковый метасоматизм возможен в случае, если дайки находятся в горячем состоянии среди относительно холодных пород. При этом условии дайки приобретают способность аккумулировать струи поднимающихся растворов. Физика этого явления описана в [20]. Статус даек как

тепловых, а не структурных флюидопроводников в нашем случае доказывается массивным сложением сохранившихся фрагментарно слабо измененных долеритов и аподолеритовых метасоматитов, соответствием по формам и размерам скульптурных деталей (выступов, впадин и др.) на противоположных стенках вмещающих дайки разломов, свидетельствующим об отсутствии скольжения по типу скола противоположных стенок. В случае реализации такое скольжение способствовало бы дроблению долеритов и увеличению проницаемости даек. Сохранились также «сваренные» контакты даек с вмещающими породами.

После охлаждения дайки теряют способность аккумулировать горячие растворы и флюидопроводящую функцию. Из приведенных фактов следует вывод второй: металлоносные растворы проникали в дайки и фильтровались по поровому пространству долеритов вскоре после внедрения очередной порции умеренно щелочных базальтовых расплавов через промежутки времени, в течение которых расплавы затвердевали, но дайки не успевали остыть. На путях подъема температуры растворов более высокие, чем на уровнях отложения руд, вследствие чего в аподайковых метасоматитах образованы более высокотемпературные минералы, – обыкновенная роговая обманка и биотит, отсутствующие в околорудных березитах. Кроме того, дополнительное тепло растворам сообщали горячие дайки, если их температура превышала температуру растворов.

Петрохимический профиль внутридайкового и околорудного метасоматического процесса один – это калиево-сернисто-углекислотный метасоматизм с фиксацией поступающих по данным балансовых расчетов калия в биотите в аподайковых метасоматитах, в более низкотемпературном сериците – в околорудных березитах, серы и углекислоты соответственно в пирите (сульфидах) и магнезиально-железистых карбонатах и кальците в тех и других метасоматитах.

Значимо повышенные также по данным балансовых расчетов содержания профильных металлов (Au, Ag) и ассоциации характеризующих петрохимическое своеобразие базитовых расплавов феофильных элементов P, Ti, Mg, Fe, Ca в разных сочетаниях в аподолеритовых метасоматитах унаследованы контрастными аномалиями этих элементов в золотоносных березитах и рудах в ближнем обрамлении рудоконтролирующих глубинных разломов, выполнявших и раствороподводящую функцию. Вывод третий: растворы, обусловившие внутридайковый и околорудный метасоматизм – одни и те же металлоносные рудообразующие растворы.

Из совокупности приведенных фактов следует заключительный вывод: гидротермальные (мезотермальные) золотые месторождения в кристаллическом субстрате и в толщах углеродистых (черных) сланцев образуются по одному сценарию в процессе и результате функционирования антидромных гранит-диорит-долеритовых флюидно-магматических комплексов (региональных магматических формаций, формационных типов) на поздних базальтоидных этапах их становления, приобретающих вследствие этого статус золотопродуцирующих флюидно-рудно-магматических.

Литература

1. Абдуллаев Х.М. Дайки и оруденение. – М.: Госгеолтехиздат, 1957. – 232 с.
2. Буряк В.А. Генетическая модель метаморфогенно-гидротермального рудообразования // Генетические модели эндогенных рудных формаций. – Т. 2. – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 139 – 145.
3. Буряк В.А. Метаморфогенно-плутоногенный тип золоторудных месторождений // Доклады АН СССР. – М., 1983. – Т. 270. – № 4. – С. 934 – 937.
4. Буряк В.А. Состояние и основные нерешенные вопросы теории метаморфогенного рудообразования // Региональный метаморфизм и метаморфогенное рудообразование. – Киев: Наукова думка, 1984. – С. 43 – 50.
5. Вольфсон Ф.И. Проблемы изучения гидротермальных месторождений. – М.: Изд-во АН СССР, 1953. – 304 с.
6. Дубровский В.Н. О взаимоотношении даек и оруденения на Хрустальном оловянном месторождении // Известия АН СССР. Серия геологическая. – М., 1957. – № 1. – С. 32 – 38.
7. Кигай И.Н. Об одной внутриминерализационной дайке Лифудзинского оловянного месторождения // Известия АН СССР. Серия геологическая. – М., 1957. – № 1. – С. 44 – 51.
8. Котляр В.Н. О магматических комплексах и оруденении // Советская геология. – М., 1955. – № 43. С. 61 – 70.
9. Кучеренко И.В. Пространственно-временные и петрохимические критерии связи образования золотого оруденения с глубинным магматизмом // Известия АН СССР. Серия геологическая – М., 1990. – № 10. – С. 78 – 91.
10. Кучеренко И.В. Петро-рудногенетическая модель формирования мезотермальных золотых месторождений // Петрография на рубеже XXI века. Итоги и перспективы: Материалы Второго Всероссийского петрографического совещания, 27 – 30 июня 2000 года, г. Сыктывкар. – Т. III. – Сыктывкар, 2000. – С. 199 – 203.
11. Кучеренко И.В. Малые интрузии Бериккульского рудного поля (Кузнецкий Алатау) // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2003. – Т. 306. – № 4. – С. 28 – 33.
12. Кучеренко И.В. Минералого-петрохимические черты ассоциации основных гипабиссальных пород Бериккульского рудного поля // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2003. – Т. 306. – № 6. – С. 21 – 28.
13. Кучеренко И.В. Дайки основного состава в мезотермальном золотом месторождении Зун-Холба (Восточный Саян) // Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2003. – № 3 (III). – С. 259 – 261.
14. Кучеренко И.В. Петрологические и металлогенетические следствия изучения малых интрузий в мезотермальных золоторудных полях // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2004. – Т. 307. – № 1. – С. 49 – 57.
15. Кучеренко И.В. Металлогения золота: приложение к мезотермальным месторождениям, образованным в несланцевом и черносланцевом субстрате горно-складчатых сооружений южной Сибири // Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых: Материалы Международ. конф., посвящ. 80-летию основания в Томском политехническом университете первой в азиатской части России кафедры «Разведочное дело», г. Томск, 5 – 8 окт. 2010 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 241 – 256.

16. Кучеренко И.В., Грибанов А.П. Взаимоотношения дайковых образований с золоторудными кварцевыми жилами в Беркульском рудном поле // Известия Томского политехнического института. – Томск, 1968. – Т. 134. – С. 153 – 158.
17. Маракушев А.А., Русинов В.Л. Природа золотоносности углеродистых толщ // Доклады РАН. – М., 2005. – Т. 401. – № 4. – С. 515 – 520.
18. Мозгова Н.Н. О взаимоотношении дайки диабазового порфирита с оруденелым скарном месторождения Верхнего рудника (Тетюхэ, Приморский край) // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1957. – № 1. – С. 25 – 31.
19. Петрографический кодекс. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования / под ред. О.А. Богатикова, О.В. Петрова, Л.Н. Шарпенка. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2008. – 200 с.
20. Поспелов Г.Л. Геологические предпосылки к физике рудоконтролирующих флюидопроводников // Геология геофизика. – М., 1963. – № 3. – С. 18 – 19.
21. Хетчиков Л.Н. О соотношении даек порфирита со скарново-полиметаллическими рудами в месторождении Первый Советский рудник (южное Приморье) // Известия АН СССР. Серия геологическая. – М., 1957. – № 1. – С. 39 – 43.
22. Щеглов А.Д. Основы металлогенического анализа. – М.: Недра, 1980. – 431 с.
23. Kucherenko I.V., Gavrilov R.Yu. Femophilic elements in wallrock metasomatites and in ores of mesothermal gold deposits – newsletter of mantle deep // International Journal of applied and fundamental research, 2011. – № 1. – P. 37 – 43.

**Ю.А. КУЗНЕЦОВ – КРУПНЕЙШИЙ ГЕОЛОГ И ПЕТРОГРАФ, СОЗДАТЕЛЬ УЧЕНИЯ
О МАГМАТИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЯХ, ИССЛЕДОВАТЕЛЬ ГЕОЛОГИИ И МЕТАЛЛОГЕНИИ
МАГМАТИЧЕСКИХ ФОРМАЦИЙ СИБИРИ**

Ю.В. Гольцова, Д.Д. Лобов

Научный руководитель доцент Л.Г. Ананьева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Кузнецов Юрий Алексеевич (24 марта / 6 апреля 1903, Никольск Вологодской губернии – 16 мая 1982, Новосибирск) – профессор по кафедре петрографии ТПИ, академик АН СССР. Родился в г. Никольске в семье юриста. В 1912 г. Кузнецовы переехали в Тобольск, затем в Томск, где Ю.А. Кузнецов окончил среднюю школу. В 1920 г. он поступил в Томский университет на естественное отделение физико-математического факультета. В октябре 1924 г. был приглашен на должность хранителя минералогического музея ТГУ, но через три месяца был оставлен аспирантом по кафедре минералогии.

Научными исследованиями Ю.А. Кузнецов начал заниматься, будучи студентом. Его первые статьи появились в 1927 г., и в том же году Юрия Алексеевича зачислили ассистентом кафедры петрографии Томского университета, а в 1930 г. – ассистентом кафедры петрологии вновь созданного Сибирского геологоразведочного института, позднее ставшего геологоразведочным факультетом Томского индустриального (с 1944 г. – политехнического) института. С 1935 г. руководил этой кафедрой.

В 1938 г. решением Высшей аттестационной комиссии Ю.А. Кузнецову без защиты диссертации была присвоена ученая степень кандидата геолого-минералогических наук и звание профессора. С 1944 по 1947 гг. он был деканом геологоразведочного факультета Томского политехнического института, в 1949...1958 гг. заведовал кафедрой петрографии Томского университета.

Диапазон научных интересов Ю.А. Кузнецова в томский период был чрезвычайно широк. Он занимался вопросами стратиграфии, магматизма, метаморфизма, тектоники, металлогении Сибири, Алтая, Саян, Енисейского кряжа. Одной из наиболее крупных работ этого периода была монография «Петрология докембрия Южно-Енисейского кряжа», вышедшая в 1941 г. Она получила высокую оценку академика Д.С. Коржинского и была блестяще защищена в качестве докторской диссертации. В конце 1940-х годов Юрий Алексеевич заинтересовался проблемой магматических фаций. В итоге им была предложена новая классификация таких фаций, в которой были значительно расширены представления о фациях глубинности интрузивных образований. Затем он занялся происхождением магматических пород, природой различных магм. Результаты своих исследований по этому направлению Юрий Алексеевич изложил в докладе «О происхождении магматических пород» на I Всесоюзном петрографическом совещании в 1952 г. и в ряде научных статей, которые вызвали большой интерес широкого круга геологов.

Разработка учения о магматических формациях (со второй половины 1950-х гг.) стала главной в творческой деятельности Юрия Алексеевича. В 1964 г. он опубликовал фундаментальную монографию «Главные типы магматических формаций», сразу же ставшую настольной книгой геологов-магматистов. В этой работе заложены основы учения о магматических формациях. Кроме того, в данной монографии сделан ряд новых общетеоретических выводов о связи магматизма и тектоники, роли магматизма в формировании литосферы Земли. Работа имеет и философское значение: в ней четко разделены понятия абстрактной (формационный тип) и конкретной магматических формаций. В 1970 г. за монографию «Главные типы магматических формаций» Ю.А. Кузнецов был удостоен золотой медали и премии АН СССР имени А.П. Карпинского.

В 1958 г., после избрания членом-корреспондентом Академии наук СССР, Юрий Алексеевич переходит в Сибирское отделение Академии наук и становится одним из активных организаторов Института геологии и геофизики в Новосибирске. Здесь он создал первую в нашей стране лабораторию магматических формаций и возглавил крупный петрологический отдел, состоящий из нескольких лабораторий. С этим периодом деятельности Юрия Алексеевича связано становление нового раздела геологической науки – учения о магматических формациях, которое открывало новые эффективные пути изучения природных комплексов изверженных горных пород, закономерностей их размещения и происхождения, а также прогноза и поисков связанных с ними месторождений полезных ископаемых. Работы Юрия Алексеевича в этой области были отмечены Академией Наук премией имени А.П. Карпинского.

Учение о магматических формациях оказалось очень актуальным в связи с широким развитием в те годы геологосъемочных работ, и было принято всеми геологами страны. Появились многочисленные последователи Ю.А. Кузнецова, включившиеся в систематику магматических формаций многих регионов и страны в целом. В 1966 г. Юрия Алексеевича избрали действительным членом (академиком) АН СССР.

В 1960-е и 1970-е гг. Ю.А. Кузнецов много внимания уделял вопросам происхождения гранитоидных формаций, их связи с тектонической обстановкой.

Юрий Алексеевич Кузнецов много занимался научно-организационной работой. Он был членом многих ученых советов вузов и НИИ, научно-технических советов ряда геологических управлений и Министерства высшего и среднего специального образования СССР, членом Всесоюзного петрографического комитета, членом редколлегий ряда журналов и многочисленных геологических изданий.

Помимо науки Юрий Алексеевич Кузнецов занимался общественной деятельностью. О своей общественной работе он писал: «...за время студенчества был два года секретарем предметной комиссии и бессменным членом ее, принимал участие в организации физико-математического кружка, читал доклады в рабочих и красноармейских аудиториях. Был членом культкомиссии СНР и по поручению ее читал лекции в рабочем университете. В 1930 г. был ответственным руководителем бригады СНР по проверке и проведению новых учебных планов и программ. Работал в бригаде ВАРНИТСО* по проверке методов преподавания и в бригаде СибРКИ по проверке работы томских вузов. С февраля 1930 г. по ноябрь 1931 г. работал членом бюро ВАРНИТСО при ЗСГРУ, с января 1933 по январь 1935 гг. – член городского бюро СНР и заведующий сектором техпропаганды. С 1935 г. выполнял различные поручения общественных организаций» (ВАРНИТСО – Всесоюзная ассоциация работников науки и техники для содействия социалистическому строительству в СССР).

Также Юрий Алексеевич был награжден тремя орденами Ленина, двумя орденами Трудового Красного Знамени.

С самого начала творческой деятельности Юрий Алексеевич сочетал научную, преподавательскую и производственную работу. Прочитав несколько отзывов о его преподавании, можно заметить, что он имел хорошие взаимоотношения со студентами и его коллегами.

Из воспоминаний студентки ГРФ ТПИ Р.Т. Грациановой: «Юрий Алексеевич Кузнецов читал нам петрографию и петрологию. Ровно, спокойно, без приемов ораторского искусства. Но мы не пропускали его лекций, любили курс и профессора. Золотокудрый и синеглазый, высокий и статный, всегда уравновешенный. С мудро-философским, слегка эпикурейским отношением к жизни, он был добр к людям, но никогда не лгал им. Не все его любили, но все уважали. Неустанный полевик, он всю жизнь отдал интрузиям, непрестанно думал над ними, и заключающие этот процесс несколько важнейших его работ, вместе с трудами его учеников, создали славу сибирской школе петрологов. Он долго болел. Когда в последний раз «скорая помощь» привезла его в клинику, он сказал врачам: «Вы меня больше не оживляйте, я устал». К этому же есть пример из лет его крепкого здоровья. Когда мы, студентки, однажды после лекции наговорили ему комплиментов, он сказал спокойно утверждающим тоном: «Все это вы придумали... Совсем я не такой, а гораздо хуже. И лекции я читать не люблю». Тем не менее, он умел учить, любил молодежь и оставил много талантливых ученых, выросших рядом с ним. Все это мне кажется истинной мудростью сильного человека».

Для Ю.А. Кузнецова были характерны постоянное стремление к исследованиям первостепенных проблем геологии, тесная связь его научных интересов с практическими задачами расширения минерально-сырьевой базы страны, широчайшая эрудиция, оригинальное мышление, независимость суждений. Вместе с тем он был бескорыстным, неизменно доброжелательным, простым и доступным в общении человеком, уважал творческую самостоятельность учеников и коллег. Все это создало ему огромную популярность и почитание отечественных геологов, сохранившиеся до наших дней.

Литература

1. А.В. Гагарин Профессора Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во научно-технической литературы, 2001. – Т. 2. – С. 216.
2. <http://www.nason.ru/znamenit/1131>.
3. Столетие горно-геологического образования в Сибири. – Томск: Изд-во «Водолей», 2001. – С. 704.

К ПРОБЛЕМЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МИНЕРАЛОВ В ЗОНЕ ГИПЕРГЕНЕЗА РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Абрамова¹, А.Е. Будяк², В.А. Мельников²

Научные руководители профессор А.Б. Птицын¹,
старший научный сотрудник В.А. Бычинский²

¹Институт природных ресурсов, экологии и криологии СО РАН, г. Чита, Россия

²Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Отработка рудных месторождений, ведение на них горно-технических и технологических работ приводят к активному протеканию физико-химических процессов, в результате которых образуются разнообразные минералы и минеральные образования. Проблемы окисления сульфидов в отвалах в зоне гипергенеза, их гидрогеохимические и биогеохимические аспекты взаимодействия с компонентами природной среды изучаются достаточно давно. Механизмы протекания процессов в системах «вода – порода» при положительных и отрицательных (по Цельсию) температурах принципиально отличаются. Это обусловлено целым рядом специфических особенностей криогенных систем. Протекание криогеохимических процессов обеспечивается существованием пленочной влаги и высокоминерализованных незамерзающих вод, благодаря чему подвижность ряда химических элементов в зоне многолетней мерзлоты существенно повышается.

Начиная со дня открытия (1949 г.) и до настоящего времени объектом пристального внимания ученых различных направлений является Удоканское медное месторождение (Каларский район Забайкальского края). Месторождение Удокан находится в зоне развития нижнепротерозойских образований в пределах Удоканского синклиория (прогиба), относящегося к крупной Кодаро-Удоканской структурно-формационной зоне. На территории Удокана криолитозона имеет практически сплошное распространение, мощность которой колеблется от 65 м под водотоками и до 950 м под водоразделами. Температура мерзлых пород составляет от -7 до -8° С, мощность активного слоя ~1 м, а зона годовых колебаний температуры 20...30 м.

В рудах и рудовмещающих породах Удокана обнаружено более 100 минеральных видов. Первичные руды месторождения - сульфидные. Основными рудными минералами являются: борнит (Cu_5FeS_4) и халькозин (Cu_2S), халькопирит (CuFeS_2) имеет второстепенное значение. Основные гипергенные минералы меди представлены сульфатами и карбонатами. Также на месторождении установлены специфические криогенные минералы, такие как гидроантлерит ($(\text{Cu}_6(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_8 \cdot 6\text{H}_2\text{O})$), гидроброшантит ($\text{Cu}_5(\text{SO}_4)_4(\text{OH})_2 \cdot 5,24\text{H}_2\text{O}$), удоканит ($(\text{Cu}_8(\text{SO}_4)_3(\text{OH})_{10} \cdot \text{H}_2\text{O})$), фиброферрит ($(\text{Fe}^{3+}(\text{SO}_4)(\text{OH}) \cdot 5\text{H}_2\text{O})$) и другие, характеризующиеся наличием кристаллизационной воды [3].

Проект освоения Удоканского месторождения меди в настоящее время рассматривается. На сегодняшний день на территории месторождения уже накоплено значительное количество сульфидных отвалов, химически неравновесных по отношению к приповерхностным условиям. Сульфиды и многие минералы активно разлагаются, а тяжелые металлы (в частности, медь) интенсивно мигрируют, загрязняя все без исключения компоненты окружающей среды.

Методом физико-химического моделирования для изучения особенностей процессов вымораживания в условиях гипергенеза была сформирована термодинамическая модель системы «вода – порода – лед – атмосфера». Расчёт равновесного состава системы «вода – порода» выполнен в программном комплексе «Селектор» [1]. Данная модель приближена к природным условиям, характерным для районов с засушливым, холодным климатом и широким распространением многолетней мерзлоты. На такой территории расположено и Удоканское медное месторождение.

Исследуемая термодинамическая система являлась открытой по отношению к условиям атмосферы. В список зависимых (вероятных) соединений включено 64 компонента. Термодинамические параметры для некоторых гидратов меди, льда и природных газов, включающие изобарно-изотермический потенциал, энтальпию образования из элементов и стандартную энтропию в стандартном состоянии (298,15 К; 1 бар) взяты без изменений из согласованных баз данных программного комплекса «Селектор» и представлены в таблице.

Таблица

Термодинамические свойства гидратов меди, льда и природных газов

Компонент	Формула	S°cal/mol	ΔfG°cal/mol	ΔfH° cal/mol
Метан	$\text{CH}_4 \cdot 6,0 \text{H}_2\text{O}$	455,709	-1470,018	-1831,056
Азот	$\text{N}_2 \cdot 6,21 \text{H}_2\text{O}$	470,382	-1469204	-1817964
Кислород	$\text{O}_2 \cdot 6,11 \text{H}_2\text{O}$	479,427	-1445545	-1788691
Пуатвенит	$\text{CuSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	34,895	-219460	-259520
Бонаттит	$\text{CuSO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$	52,892	-334649	-402560
Халькантит	$\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$	71,797	-449344	-544849
Лед	H_2O	10,700	-56546	-69968

Рассмотрим некоторые результаты термодинамического расчета равновесного состава системы «вода – порода – лед – атмосфера». Так, в интервале температур 0...-20° С в системе происходит постепенное повышение содержания сульфата меди – халькантита ($\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$). Как известно, данный минерал характерен для зон гипергенеза рудных месторождений (медно-никелевых, колчеданных, полиметаллических и т.д.).

Халькантит образуется из водного раствора и выделяется в виде агрегатов волокнистых кристаллов яркой синей окраски. Характерен как для горизонта подзоны вторичного обогащения, так и для поверхностных и рудных отвалов, и является как сезонным, так и техногенным продуктом. Образуется лишь в строго определенных климатических условиях в зависимости от степени влажности среды и характера циркуляции вод, а также в обстановке, складывающейся в период разведки и эксплуатации месторождения [4]. Многочисленные кристаллы халькантита были обнаружены нами на Удокане на кровле штольни № 3, даже в 75 м от ее устья, температура воздуха составляла -3°C .

pH раствора также претерпевает изменения в пределах от 1 до 1,8. Закисление среды, возможно, связано как с образованием халькантита, так и с частичным растворением газов в твердой фазе (во льду).

Также установлено, что при вымораживании резко возрастает минерализация раствора, которая удаляет свободную воду и тем самым концентрирует химические элементы. Наибольшая величина минерализации зафиксирована при -20°C . Данный результат подтверждается образованием поровых растворов повышенной минерализации в зоне вторичного обогащения многих сульфидных месторождений.

Таким образом, результаты моделирования системы «вода-порода-лед-атмосфера» подтверждают, что в холодных условиях многие минералы после осаждения гидратируются, число молекул воды с понижением температуры увеличивается [2], содержание сульфата меди с понижением температуры возрастает. Условия криогенных зон окисления сульфидных месторождений благоприятствуют как образованию, так и сохранению хорошо растворимых сульфатных минералов, в частности кристаллогидратов. Следовательно, в пределах территории рудной добычи с накопившимися сульфидными отвалами медью могут интенсивно загрязняться все компоненты окружающей среды, образуя разнообразные техногенные минералы и минеральные образования. Геохимические особенности процессов окисления и выветривания, протекающие в криогенных условиях, во многом схожи с процессами, характерными для аридного климата. Отличия могут проявляться в интенсивности (скорости) криогеохимических процессов и существенном изменении подвижности многих химических элементов в системе «вода – порода».

Литература

1. Карпов И.К. Физико-химическое моделирование на ЭВМ в геохимии. – Новосибирск: Наука, 1981. – 125 с.
2. Сонненфелд П. Рассолы и эвапориты: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988. – 480 с.
3. Удокан: геология, рудогенез, условия освоения / А.Б. Птицын, Л.В. Замана, Г.А. Юргенсон и др. – Новосибирск: Наука, 2003. – 160 с.
4. Яхонтова Л.К., Зверева В.П. Основы минералогии гипергенеза: учеб. пособие.– Владивосток: Дальнаука, 2000. – 336 с.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОМЧАКСКОЙ СВИТЫ КАК СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АЯН-ЮРЯХСКОГО АНТИКЛИНОРИЯ ЯНО-КОЛЫМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Астахова

Научный руководитель А.Э. Хардигов

Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Верхнепермские отложения Аян-Юряхского антиклинория являются составной частью позднепалеозойско-раннемезозойского верхоянского терригенного комплекса Верхояно-Колымской складчатой области. Омчакская свита мощностью до 1400 м сложена вулканогенно-осадочными породами, залегает в ядрах Колымской и Тенькинской антиклиналей Аян-Юряхского антиклинория и выходит на поверхность в бассейнах рек Нерючи, Кулу, Детрин и др. Особый интерес вызывают условия формирования омчакской свиты, так как многие крупные золоторудные месторождения этого региона связаны с верхнепермскими вулканогенными отложениями.

Для определения условий образования вулканогенно-осадочных пород омчакской свиты были проведены литолого-фациальные исследования и стадийный анализ.

В составе омчакской свиты условно можно выделить два литолого-фациальных комплекса. Первый расположен на территории, охватывающей бассейн рр. Тенька и Детрин в южной части антиклинория, второй – бассейны рр. Аян-Юрях, Кулу, Арга-Юрях, Омчак и др. в северной части.

Литолого-фациальный комплекс отложений подводно-аллювиальных протоков авандельты получил распространение в южной части исследуемой территории. Сложен, в основном, алевролитами, песчаниками и гравелитами. Песчаники имеют обычно массивную текстуру, иногда в них наблюдается горизонтальная и пологоволнистая слоистость. Их возникновение было связано, по-видимому, или с некоторым обмелением бассейна в этом участке, или с деятельностью сильных придонных течений. Некоторые слои отмечаются постепенным переходом в основании и свидетельствуют об увеличении скорости потока вверх по разрезу, что связано с более плавным развитием паводка. На весьма интенсивные движения водных масс указывает обилие глиняных окатышей в песчаниках и гравелитах. Гравийно-песчаные отложения получили наиболее широкое распространение на территории участка в раннеомчакское время, когда они образовали выдержанный горизонт мощностью до 70...120 м. В течение следующего отрезка омчакского времени лишь в низовых рр. Кулу, Аян-Юрях, Берелех среди алевроито-глинистых образований возникли один-два мощных песчаных пласта.

Литолого-фациальный комплекс отложений бровки шельфа и континентального склона расположен в северной части исследуемой территории. Сложен преимущественно алевроито-глинистыми отложениями с

горизонтальной, косой, косоволнистой и полого-волнистой слоистостью. Поверхности напластования алевролитов ровные, иногда нарушены ходами илоедов. Микро- и макрооползневые деформации, присущие всем отложениям комплекса, свидетельствуют о накоплении осадков на достаточно крутых уклонах дна. Наличие оползневых фрагментов более древних пород, сформировавшихся в условиях шельфа, позволяют считать, что в зоне формирования отложений описываемого литолого-фациального комплекса существовали обстановки континентального склона. В этих условиях осадки накапливались под воздействием вязких автокинетических потоков, донных течений, выделения алевролитовых и глинистых илов из взвеси и при постоянном сползании и перемещении осадочных масс по крутому склону, образовавшемуся в результате обрушения края шельфа.

В целом мощный терригенный разрез характеризуется трансгрессивной последовательностью отложений. Отдельные пласты песчаника выдержаны по площади, но могут встречаться и невыдержанные песчаные слои в преимущественно алевролитовом разрезе омчакской свиты, которые могут представлять собой субаквальные продолжения дельтовых протоков – устьевые бары, на что может указывать горизонтальная и редко косая слоистость. Источником сноса являлся Охотский массив, в то время представлявший собой приподнятую часть суши, расположенную вблизи эпиконтинентального моря. Дельтовый привнос материала периодически усиливался, прослои гравелитов в толще омчакской свиты, возможно, указывают на наличие активных тектонических движений, связанных с поднятием Охотского массива и увеличением крупнозернистого материала. выносаемого рекой в море мощными паводковыми потоками.

Распространение песчаных осадков ограничено по площади. Циклическое строение разреза с чередованием песчаников, алевролитов и маломощных прослоев глин обусловлено повторением стадий продвижения и отмирания всей дельты и ее лопастей в условиях трансгрессивных обстановок осадконакопления. Учитывая наличие подобных, только более мелководных обстановок осадконакопления и в атканское время, можно предположить, что дельта рассматриваемой палеореки существовала длительное время, что формировало различные депоцентры, обусловленные долговременными колебаниями в поступлении осадков, погружением и изменением уровня моря. Эпиконтинентальное море, существовавшее в позднепермское время, имело широкий пологий шельф с уклонами дна порядка $1...2^\circ$ и континентальный склон с уклоном дна $5...7^\circ$. Дельта имела преимущественно флювиальный характер. В формировании осадков ведущую роль играла интенсивность выноса речного материала вдоль отдельных русел, выдвигавшихся в сторону моря. Дельта с преобладающей речной энергией сильно выдавалась в море, при этом, волновые и приливно-отливные процессы, вероятно, слабо отразились на обстановках осадконакопления. В верхнепермское время происходило лавинное осадконакопление, так как мощность слоев с едиными диагностическими признаками большая, в то время как их характеристики указывают на довольно динамичные условия осадконакопления. Мощный интервал аргиллитов и алевролитов, осажженных из взвеси, отлагался у основания фронта дельты. Эта фация может быть массивной, но обычно отличается горизонтальной слоистостью из-за различий в составе зерен и нарушена биотурбацией, морская фауна редка. Средние части этих разрезов состоят из фоновых аргиллитов с единичными прослоями более крупнозернистых алевролитов и песчаников.

В отложениях омчакской свиты практически на всей площади антиклинория присутствует вулканогенный материал. Содержание его в составе омчакских пород увеличивается на междуречье Кулу-Аян-Юрях, в бассейнах руч. Хугланнах, Улахан Матрайбыт, Лошкаллах, Тырсеях. В то же время в северо-западном, южном и юго-восточном направлениях от указанного места его содержание постепенно сокращается. Подобным образом можно охарактеризовать распределение вулканогенного материала во всей толще верхнепермских пород Аян-Юряхского антиклинория (пионерской, атканской, омчакской и в меньшей степени старательской свиты).

В междуречье Хугланнах-Улахан Матрайбыт авторами описаны залегающие в толще туфопесчаников и туфоалевролитов атканской свиты тела типа вулканических конусов диаметром 30...50 м, в центральных частях которых прослежены вулканические дайки андезита и андезидацита. Эти тела имеют зональное строение, определяемое постепенным уменьшением количества пирокластического материала от центра к периферии, что отражается в смене одних пород другими в последовательности: туфы → туффиты → туфопесчаники или туфоалевролиты. Во всех петрографических типах присутствуют вулканические бомбы и крупные лапилли угловатой формы. В пределах конусов наблюдаются линзовидные прослои (5...20 см), представляющие собой тонкое (1...5 мм) горизонтальное переслаивание туфопесчаника и крупно-лапиллиевого туфа (туффита) андезидацита с нерезкими поверхностями напластования слоев и частым их зубчатым выклиниванием. Встречаются также пирокластические породы, которые содержат до 15...20 % своего объема остроугольные обломки туфоалевролитов и туфопесчаников атканской свиты галечной и гравийной размерности. Следует отметить, что аналогичные особенности состава и строения пород атканской свиты зафиксированы на всей исследуемой территории [2].

Определение возраста U-Pb SHRIMP-методом для ограненных кристаллов циркона, не удаленных от источника сноса и выделенных из верхней части атканской свиты, показало средневзвешенный возраст этих кристаллов $256,3 \pm 3,7$ млн лет (пермский).

Вверх по разрезу от атканской до старательской свит количество вулканогенного материала сокращается. Литолого-фациальная характеристика пород указывает на трансгрессивный тип разреза. Во время формирования верхнепермских пород на исследуемой территории существовали обстановки от внешнего шельфа и континентального склона до подножий континентального склона эпиконтинентального морского бассейна, где происходило лавинное накопление осадков конусов выноса дельт, сопровождавшееся окраинно-континентальным вулканизмом островного типа [6, 7]. Поступавший в морской бассейн пирокластический и лавовый материал способствовал формированию мощной эффузивно-обломочной толщи.

Вулканогенно-осадочная природа отложений ставит вопрос об источнике столь огромного количества туфогенного материала на протяжении практически всего времени формирования верхнепермской толщ. Немногочисленные центры его возможных извержений, известные в пределах Охотского массива [4, 8], как и гипотетическая вулканическая дуга, предполагаемая в пределах современного Охотского моря [1, 3], не обеспечивает решение этой проблемы, поскольку какой-либо зональности в распределении вулканитов относительно указанных объектов не отмечается. Наиболее вероятно наличие местных, причем многочисленных, источников поступления вулканогенного материала. Вполне вероятно, что магматические тела Арга-Юрхского комплекса, по своему составу весьма схожие с литокластикой пород верхнепермских отложений, могут рассматриваться как центры подводных вулканических извержений пермского возраста, которые периодически формировали выступавшие над уровнем моря и размываемые вулканические постройки. Они группируются в линейную вулканическую цепь, совпадающую с осью Аян-Юрхского антиклинория, и тяготеют к зоне глубинного разлома [5].

В разрезе верхнепермских пород с вулканическими дайками, прорывающими эти отложения, пространственно связаны прослои туффитов и туфов андезита, андезидацита и дацита, часто образующие единый эффузивный комплекс отложений. Это наводит на мысль о длительной истории развития эруптивного аппарата, поставившего пирокластику в пермский бассейн осадконакопления и сохранившего активность в течение последующих геологических эпох.

Литература

1. Бяков А.С. О пермской геодинамике и палеогеографии Северо-Востока Азии (по седиментологическим и биогеографическим данным) // Материалы Всерос. совещания, посвященного 90-летию академика Н.А. Шило. – Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 2003. – Т. 1. – С. 131–134.
2. Бяков А.С., Ведерников И.Л. Стратиграфия пермских отложений северо-восточного обрамления Охотского массива, центральной и юго-восточной частей Аян-Юрхского антиклинория. – Магадан: СВКНИИ ДВО АН СССР, 1990. – 69 с.
3. Бяков А.С., Ведерников И.Л., Акинин В.В. Пермские диамиктиты Северо-Востока Азии и их вероятное происхождение // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН, 2010. – № 1. – С. 14–24.
4. Литвинов В.Е., Умитбаев Р.Б. Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Охотского массива и южной части Яно-Колымской геосинклинальной системы // Доклады и палеозой Северо-Востока СССР. – Магадан: СВКНИИ ДВНЦ АН СССР, 1974. – С. 142–146.
5. Сурчилов В.А. О пермском магматизме и тектонической природе Аян-Юрхского антиклинория // Наука Северо-Востока России – начало века. – Магадан: СВНЦ ДВО РАН, 2005. – С. 127–132.
6. Хардинов А.Э., Холодная И.А. Литолого-фациальные условия золотоносности верхнепермских отложений Аян-Юрхского антиклинория Яно-Колымской складчатой области // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов, 2009. – № 1. – С. 87–97.
7. Хардинов А.Э., Парада С.Г., Холодная И.А. Литолого-фациальные условия золотоносности верхнепермских отложений Аян-Юрхского антиклинория Яно-Колымской складчатой области // Руды и металлы, 2009. – № 3. – С. 22–28.
8. Чиков Б.М. Тектоника Охотского срединного массива. – М.: Наука, 1970. – 151 с.

МИНЕРАЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ТИПЫ ГРАФИТСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД ПРОЯВЛЕНИЯ «ЧЕБЕРЕ»

А.В. Ахиярова, В.Г. Кузнецова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник О.Б. Кузнецов

*Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных
ископаемых, г. Казань, Россия*

Постоянно возрастающий дефицит кристаллического графита (его концентратов) неуклонно увеличивает импорт этого вида сырья из стран ближнего и дальнего зарубежья. Поэтому естественным является стремление к созданию новых центров добычи и переработки графитовых руд с целью изменения схем грузопотоков руды и продукции за счет приближения их к основным перерабатывающим и потребляющим предприятиям. В сложившейся ситуации возрастает интерес к месторождениям и проявлениям высококачественного графита в пределах Южной Якутии.

Проявление графита Чебере расположено в 45 км к СВ от Надеждинского месторождения и в 65 км к В от пос. Бол.Нимныр. Изучение графитосодержащих пород проведено по керну скважин, который хранится в пос. Канку, и по фондовым материалам. Проявление Чебере расположено на восточном крыле Нижне-Тимптонского складчатого овала среди толщ нимнырской свиты нижнего архея.

Для выделения природных типов графитосодержащих пород изучался парагенезис пород на проявлениях, количественное соотношение различных минералов и собственно сам графит. Выделенные типы пород в какой-то мере условные, поскольку между ними существуют переходные различия, однако породы первой группы в непосредственном контакте с породами третьей группы не обнаружены. При опробовании рудных тел практически не удастся отделить второй и третий природные типы графитосодержащих пород. Необходимо отметить, что чаще все эти природные типы графитосодержащих пород встречаются в одном рудном теле в различных соотношениях, где периферия рудных тел сложена бедными графитоносными породами. Последние могут быть обнаружены отдельно от других типов графитосодержащих пород.

Для изучения состава и свойств графитосодержащих пород проявления Чебере использовался комплекс аналитических методов, включающий в себя оптическую микроскопию, химический, термический, рентгеноструктурный, количественный рентгенографический, электронно-микроскопический и термомагнитный анализы. Суммируя полученные аналитические данные по графитосодержащим породам проявления Чебере, необходимо подчеркнуть особенности, которые отличают их друг от друга. Минеральный состав графитосодержащих пород на проявлении достаточно разнообразный. По особенностям состава выделены три типа пород, содержащие различное количество графита, сульфидов: графитоносные биотитовые плагиогнейсы, графитосодержащие биотитовые гнейсы, графитистые и графитосодержащие метасоматиты.

Для первого типа графитоносных биотитовых плагиогнейсов характерно присутствие реликтового пироксена, сульфидов не более 3 %, повышенное содержание окиси кремния, окиси алюминия. В составе пород преобладают плагиоклаз, кварц и биотит. Содержание графита в породах колеблется в интервале 1...2 %. Как правило, по термоаналитическим данным наблюдается три максимума эффекта окисления, что, возможно, соответствует присутствию трех структурных форм графита. Морфологическая форма графита в породах по данным электронной микроскопии пластинчатая, клиновидная, редко хлопьевидная, размерность графитовых индивидов составляет 0,5...6 мкм. Они образуют таблитчатые, иногда спутанно-волокнистые агрегаты. Дифференциальным термомагнитным анализом в породах фиксируется преимущественно гексагональный пирротин, магнетит, реже пирит. Сульфиды распределены в породе неравномерно, образуя цепочки, и чаще приурочены к участкам распространения биотита и графита. С последним пирротин образует сростки. Пирит присутствует в пирротине в виде эмульсионных выделений в крупных агрегатах. Эти породы не являются графитовыми рудами из-за низкого содержания в них графита.

Второй тип графитосодержащих биотитовых катаклазированных и окварцованных плагиогнейсов с содержанием сульфидов 3...7 % характеризуется отсутствием или незначительным количеством пироксена в породах, преобладает плагиоклаз, появляется калиевый полевой шпат и присутствует кварц. Содержание отдельных минералов и химический состав пород изменяются в широком интервале. Содержание графита изменяется от 4...5% до 25...35 %. Содержание графита и сульфидов в целом зависит от степени метасоматической измененности породы. Отмечается тесное взаимопрорастание графита и пирротина. Больше количество пирротина приурочено к кварц-плагиоклазовым полоскам. Дифференциально-термическим анализом фиксируется два максимума эффекта окисления. Рентгеноструктурный анализ показал высокое содержание ромбоэдрической формы графита R 28...33 %. Под электронным микроскопом обнаружены преимущественно пластинчатые, клиновидные формы графита размером до 15 мкм. Кроме того, обнаружены единичные формы графита в виде трубок. Сульфиды представлены преимущественно моноклинным пирротинном в ассоциации с мелкими эмульсионными выделениями пирита.

Третий тип графитосодержащих и графитистых кварц-полевошпатовых метасоматитов с сульфидами более 10% отличается низким содержанием темноцветных минералов (биотита), отсутствием пироксена. По химическому составу в породах отмечается низкое содержание окиси кремния и алюминия при высоком содержании окиси железа и серы. В составе пород преобладают кварц, графит, биотит. Количество графита в породах изменяется от 3...5 % до 25...30 %. Графит в этих рудах представлен двумя морфологическими типами: крупночешуйчатым и мелкочешуйчатым, «агрегатоподобным». Сульфиды в рудах представлены пирротинном и находятся в тесном сростании с графитом, что может создать трудности при получении малозольных концентратов графита. Выделения пирротина имеют неправильную форму, размер до 10...20 мм, часто в сростках с графитом. По данным ДТМА пирротин преобладает моноклинной разновидности. Микротрещинки в породе «залечены» пирротинном. Чешуйки графита в ассоциации с пирротинном часто изогнутые или сломанные. В агрегатах графита обнаружены нитевидные включения пирротина. Реже пирротин представлен нитевидными спутанными агрегатами («ситовидными»), покрывающими графит. Последний не обнаруживает чешуйчатого облика – это сплошная масса. При высоком содержании графита в породах (более 20 %) максимумы эффектов окисления не наблюдаются, что может говорить о равенстве содержаний различных форм графита в породах. Под электронным микроскопом обнаружены все морфологические формы графитов, кроме хлопьевидной. Размерность отдельных форм до 20 мкм, однако, в подавляющем большинстве преобладают агрегаты графитовые с различно ориентированными мелкими чешуйками.

По данным рентгеноструктурного анализа, графит характеризуется относительно высокой степенью совершенства структуры преимущественно двухслойного гексагонального поли типа 2H. Детальное изучение структурных характеристик графитов позволяет получить дополнительные сведения об условиях формирования графитосодержащих пород и особенностях структурного состояния графита в отдельных пробах. Во всех пробах отмечается наличие ромбоэдрического поли типа 3R. По этому параметру графиты можно отнести к средней и низкой стадии метаморфизма. Какой-либо четкой взаимосвязи содержания ромбоэдрической фазы R с составом графитосодержащих пород не отмечается, хотя тенденция ее больших содержаний (R = 28...33 %) видна для графитосодержащих плагиосланцев, а более низких (R=15...17 %) для графитов из метасоматитов.

Выделение природных типов руд позволит разработать такую технологическую схему обогащения, которая будет адаптирована в соответствии с особенностями минералого-петрографического состава графитосодержащих пород.

ПЛАНЕТАРНЫЕ БИОТИЧЕСКИЕ КРИЗИСЫ КАК РЕЗУЛЬТАТ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИНВЕРСИЙ**Е.Е. Барабашева, В.А. Плотникова****Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия**

Одной из крупных проблем естествознания, общей для геологических и биологических наук, является выяснение причин, периодически вызывающих массовые вымирания живых организмов и соответствующие обновления состава органического мира. За геологическую историю развития нашей планеты насчитывается несколько (до первого десятка) глобальных биотических кризисов, которые имели место на рубеже венда и кембрия, ордовика и силура, перми и триаса, триаса и юры, мела и палеогена. В конце венда первая в истории Земли биота мягкотелых беспозвоночных сменилась новой фауной, обладавшей минеральным скелетом. На рубеже перми и триаса произошло самое существенное (на 85 %) обновление морских организмов, на рубеже мела и палеогена погибли динозавры, господствовавшие на Земле более 150 млн лет. При этом, любое планетарное вымирание сопровождалось не менее массовым обновлением биоты. После гибели древних земноводных и пресмыкающихся на рубеже триаса и юры их экологическую нишу заняли динозавры, а вымирание динозавров способствовало восхождению млекопитающих и установлению их господства в кайнозое.

Все эпохи вымирания отмечены значительными вариациями отношений изотопов кислорода, углерода, стронция, урана и серы в осадочных породах соответствующего времени. Это происходило в результате экстремальных условий изменений среды обитания, но не резких и кратковременных, а достаточно длительных геологических фаз.

В качестве факторов (гипотез), непосредственно влияющих на массовость вымирания, выдвигаются столкновения с Землей крупных космических тел (астероидов или комет), крупномасштабные вулканические извержения, землетрясения и связанные с ними длительное затемнение и изменение состава атмосферы, глобальные смены климата.

Однако основной причиной периодических массовых вымираний и великих обновлений органического мира в истории Земли необходимо считать именно совместное проявление импактного воздействия на Землю космических тел – крупных метеоритов, астероидов, комет, породившего, в свою очередь, активные мантийные плюмы в виде мощных извержений платобазальтов и родственных им магматитов. Подъему плюмовых расплавов к поверхности способствовали разрывы и разломы, образовавшиеся в литосфере.

Повторявшиеся в протерозое и фанерозое с цикличностью ~30 млн лет биосферные кризисы и эпохи активизации геодинамических процессов сопровождалась заражением вод Мирового океана ураном и другими редкими и мутагенными элементами [1], которые также вызывали массовые вымирания биоты и последующие обновления ее видового разнообразия.

Значительная роль в биотическом катастрофизме отводится геохимическим инверсиям в виде интенсивного привноса активных элементов, влияющих на биоту, в окружающую среду, происходящего в результате естественных геологических процессов – вулканической и поствулканической деятельности, выделения сернистых соединений, тяжелых и радиоактивных металлов, водорода и гелия в процессе землетрясений, привноса космического вещества и излучения при вспышках близких сверхновых звезд, космических гамма-всплесков, падений на Землю астероидов.

Биота, будучи целостной системой, проходит определенные «возрастные» периоды – стадии роста, расцвета и упадка. Достигнув стадии упадка, таксон становится неустойчивым и любое внешнее воздействие, в том числе и геохимическая инверсия, может вызвать его вымирание.

Рассмотрим действия геохимической инверсии на примере отдельных биотических кризисов.

Гваделупское вымирание произошло в результате вулканической инверсии грандиозного по своим масштабам извержения в конце средней перми, приблизительно 260 млн лет назад. Более 500 тыс. км³ лавы покрыли площадь свыше 100 тыс км². Извержение захватило сушу и часть мелководья пермского моря. В отложениях, накапливавшихся после извержения, видовое разнообразие стало катастрофически меньше. Резко изменилось содержание изотопов углерода. Основной же причиной Гваделупского вымирания явилось не грандиозное извержение на юго-западе Китая, а сбой углеродного цикла в биосфере из-за вулканической инверсии.

Через 10 млн лет (250 млн лет назад) происходит еще одно более гигантское вымирание на границе перми и триаса, произошедшее в результате вспышки вулканической активности с эпицентром на территории современной Сибири (трапповый вулканизм Восточной Сибири).

Вполне возможно, что эти два грандиозных извержения имели единую природу и являлись этапами гигантских геохимических инверсий в цепи вулканической активности Земли. Изменившаяся после Гваделупской инверсии палеозойская биота не выдержала второй вулканической катастрофы в конце перми. На ее месте постепенно сформировалась новая, заметно отличающаяся, биота мезозойского периода.

Следующим глобальным кризисом стало вымирание конца позднего триаса, произошедшее около 200 млн лет назад, вскоре после появления первых динозавров и млекопитающих.

Одной из наиболее вероятных причин позднетриасового вымирания считается глобальное потепление. Средняя температура земной поверхности к концу триаса была на 7°C выше нынешней. Потепление связывают с ростом концентрации углекислого газа в атмосфере, который выделялся в больших количествах из мантии в результате раскола суперконтинента Пангея. По краям будущего Атлантического океана в это время образовывались огромные поля вытекающих из недр базальтов. Все это привело к вымиранию многих видов растений и животных.

Существуют мнения, что постепенное потепление, связанное с инверсией углекислого газа, могло быть важной, но не единственной причиной кризиса. Вероятно, произошел ряд внезапных событий, ускоривших его наступление (иридиевые инверсии как следствие падения астероида, повлекшего за собой резкую активизацию вулканических инверсий на планете в это время).

То, что позднетриасовый биотический кризис имел планетарный масштаб, свидетельствует регистрация его в разных частях планеты, причем как для наземной биоты, так и морской.

Известно, что динозавры исчезли с поверхности Земли примерно 65 млн лет назад на границе мезозоя и кайнозоя. Возможными причинами их вымирания ранее считались инверсии земного происхождения, такие как выбросы вулканических газов и пепла, приводящие к резким изменениям климата. Но когда в начале 90-х годов был обнаружен кратер Чиксулуб, стала актуальной гипотеза смерти динозавров в результате падения на Землю огромного астероида.

Однако не все исследователи согласились с данной гипотезой. По мнению группы ученых из Принстонского университета, история вымирания динозавров не объясняется падением одного-единственного астероида, а количество их должно быть два или более. Ими получены новые данные, свидетельствующие о том, что Чиксулубская астроблема образовалась на 300 тыс. лет ранее вымирания динозавров, по определению возраста тонких пластов глины, богатой иридием, образующих выходы на дне кратера. Иридиевые инверсии являются главным доказательством падения астероида.

Можно предполагать существование более сложной геохимической инверсионной сети, приведшей к массовому вымиранию гигантов. Резкое похолодание, вызванное падением астероида, сменилось периодом потепления из-за парникового эффекта, созданного выбросом в атмосферу двуокиси углерода из места излияния лавовых потоков при гигантском вулканическом извержении на территории плато Декан в Индии. Хотя последствия резких климатических перепадов для окружающей среды были серьезными, они не могли вызвать вымирание динозавров. Спустя примерно 300 тыс. лет последовал другой удар астероида, на что указывает гигантский подводный кратер на дне Индийского океана, который привел к дальнейшему уничтожению гигантов. Изучить геохимический состав пород подводного кратера, образовавшихся в результате космической инверсии, не представляется возможным, поэтому эта версия остается на стадии гипотезы. Астероиды, размером в Чиксулуб, сталкиваются с Землей примерно раз в 100 миллионов лет. Невероятно, чтобы два подобных астероида падали на нашу планету с интервалом в 300 тысяч лет.

Таким образом, планетарные биокризисы, связанные с массовым вымиранием биоты, зависят, как правило, от нескольких глобальных причин и создают тем самым геохимическую инверсионную сеть в виде интенсивного привноса биоактивных элементов в окружающую биосферу того времени.

Литература

1. Малаховская Я. Е., Иванцов А. Ю. Вендские жители Земли. – Архангельск, 2003. – 48 с.

ПЕТРОГРАФИЯ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ТУЛИИНСКОГО ГРАНИТОИДНОГО МАССИВА (МОНГОЛИЯ) Ж. Батсуурь

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Породы гранит-гранодиоритовой формации широко распространены в каледонских структурах Горного и Монгольского Алтая. Тулиинский гранитоидный массив находится на междуречье Кобдо-гол и Намирин-гол и располагается в восточной части Ачитнурского выступа в осложненной разломами зоне контакта терригенных толщ верхнего кембрия–нижнего ордовика и карбонатно-вулканогенно-терригенных отложений верхнего ордовика–нижнего силура. Ачитнурский куполовидный выступ в период кристаллизации гранитоидов был экранирован антиклинорной областью хархириинской зоны, что позволило в относительно спокойных условиях кристаллизации расплавов формировать в прикровлевой зоне усадочные полости и камерные пегматиты.

По данным [1] массив состоит из 3-х частей северо-западного простираения (юго-западной, центральной и северо-восточной). Первые две части, сложенные среднезернистыми гнейсовидными, биотитовыми, плагиоклазовыми, микроклин-плагиоклазовыми гранитами с подчиненным количеством нормальных гранитов, разделены между собой провесом кровли гранитизированных кристаллических сланцев. Северо-восточная часть массива представлена средне-грубозернистыми и крупнопорфировидными нормальными гранитами. В целом, с юго-запада на северо-восток массива наблюдается постепенный переход от существенно плагиоклазовых до нормальных гранитов. Установлено, что существенно плагиоклазовые граниты локализованы среди терригенной, нормальные граниты среди карбонатно-вулканогенно-терригенной толщ со значительной ролью средних вулканитов.

Автором изучались образцы гранитов Тулиинского массива, любезно предоставленные доцентом Томского государственного университета О.В. Бухаровой. Породы светлой розоватой, серо-розовой окраски, массивной до слабо гнейсовидной текстуры и гранитной до аллотриоморфнозернистой структуры (рис. 1). При микроскопическом исследовании 10 шлифов уточнялись минералогический состав и структурно-текстурные особенности исследуемых пород. Установлено, что основными разновидностями среди изученных гранитов являются существенно плагиоклазовые, микроклин-плагиоклазовые (альбитовые), лейкократовые, двуслюдяные

и биотитовые граниты. Для плагиогранитов характерно полное отсутствие или очень слабое проявление розовой окраски.



Рис. 1. Образцы Тулинского гранитоидного массива (слева направо): плагиогранит с порфировыми выделениями полевых шпатов, микроклин-альбитовый гранит, лейкократовый мелкозернистый гранит, гранит со шлирами пегматита

Кварц и полевые шпаты составляют основную массу пород и присутствуют в пределах 30...40 % и 45...60 % соответственно. В породах отмечаются колебания количества плагиоклазов от их преобладания над калишпатом до значительного преобладания второго в микроклин-альбитовых гранитах. Таблитчатые выделения плагиоклаза (20...35 %) имеют зональное или слабо выраженное зональное строение, состав соответствует плагиоклазу № 35...40 (андезину) и плагиоклазу № 15 (олигоклазу); минерал серицитизирован в различной степени, в некоторых образцах фиксируются зубчатые ограничения плагиоклаза благодаря замещению его калишпатом. Кислый плагиоклаз встречается и в пойкилитовых включениях в калишпатах. В породах можно наблюдать развитие вторичного альбита по плагиоклазам, распространены также и сростания полевых шпатов с кварцем с образованием графических структур (рис. 2).

Из калиевых полевых шпатов (25...40 %) преимущественно развит микроклин с типичным решетчатым строением, реже ортоклаз. Часто в калишпатах наблюдается достаточно интенсивная пелитизация, отмечаются более свежие вроски кислого плагиоклаза (ленточные замещения). Темноцветные минералы представлены биотитом и реже мусковитом, суммарно составляя до 5...10 % от объема пород. В крупных выделениях биотит иногда хлоритизирован, в единичных случаях проявляется замещение отдельных пакетов мусковитом.

В качестве вторичных и аксессуарных минералов присутствуют хлорит, эпидот, карбонат, апатит, сфен.

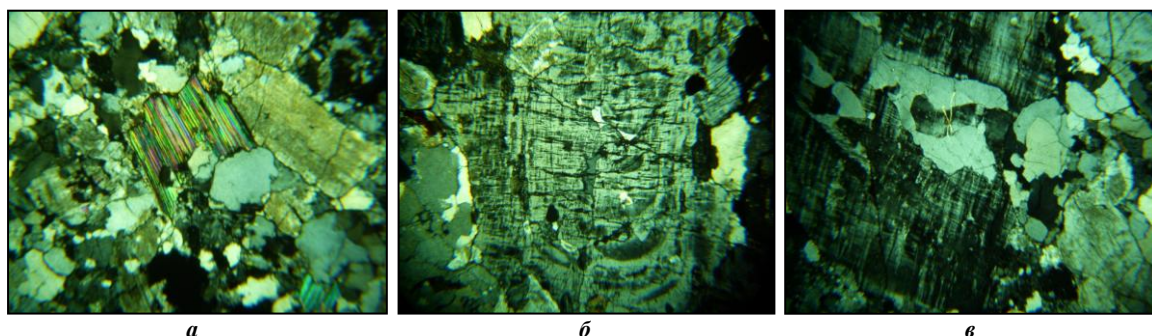


Рис. 2. Фотографии шлифов гранитоидов Тулинского массива (с анализатором, увел. 40): а) микроклин-альбитовый гранит с интенсивной пелитизацией ортоклаза, по мусковиту отмечается развитие хлорита; б) альбитизация плагиоклазов в плагиограните; в) биотитовый гранит со шлирами пегматита

Изучение петрографических особенностей пород Тулинского массива и сопоставление с петрографическими характеристиками других гранитоидных массивов Ачитнурского выступа Западной Монголии, содержащими внутрикамерные пегматиты и миароловые пустоты, позволяет предположить их развитие и в Тулинском массиве.

Литература

1. Гаврилова С.П. Гранитоидные формации Западной Монголии // Гранитоидные и щелочные формации в структурах Западной и Северной Монголии. – М.: Наука, 1975. – С. 50–164.

ЗОЛОТОНОСНЫЕ ГИДРОТЕРМАЛИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЗОЛОТОЕ» (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

Г.В. Белоконов

Научный руководитель профессор В.Г. Михеев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Месторождение Золотое расположено в северо-восточной части Енисейского Кряжа у южной рамки Нойбинской лицензионной площади. По административному делению месторождение входит в Северо-

Енисейский район Красноярского края. Месторождение Золотое находится в нижнем течении р. Уволга на ее водоразделе с р. Тея. В металлогеническом плане оно входит в Тейско-Уволжский золоторудный узел, расположенный в пределах Северо-Енисейского золоторудного района Татарско-Ишимбинской золотоносной металлогенической зоны. Структурно-тектоническая позиция его определяется приуроченностью к западной краевой части Панимбинского антиклинория, зоне его сочленения с Уволжским грабеном. Основной рудоконтролирующей структурой является зона глубинного Татарского разлома и оперяющая его Индольско-Уволжская надвиговая зона.

В структурно-геологическом плане Тейско-Уволжский рудный узел имеет трехъярусное строение. Основная центральная часть его площади сложена слабо расланцованными метаалевролитами и слюдисто-кварцевыми сланцами кординской и, в меньшей степени, горбилоской свит, которые на ЮЗ по зоне Уволжского сброса контактируют с более молодыми терригенными отложениями чингасанской серии (Байкальский этаж, чингасанский ярус), а на СВ перекрываются надвинутыми на них метаморфизованными образованиями рязановской свиты (Карельский этаж). В пределах Тейско-Уволжского рудного узла широко проявлены процессы гидротермального и динамотермального метасоматоза. Динамотермальный метасоматоз выразился в частичной перекристаллизации пород зон интенсивных дислокаций. Гидротермально-метасоматические процессы в пределах Тейско-Уволжского рудного узла выразились, главным образом, в различной степени березитизации и окварцевания пород субстрата. Наибольший интерес в плане обнаружения золоторудного объекта представляют зоны березитизации и хлорит-серицит-кварцевого метасоматоза, развитые по сланцам и метаалевролитам кординской свиты. В целом весь разрез кординской свиты в той или иной степени подвержен процессам метасоматической проработки березитовой направленности.

Вмещающими породами золотого оруденения месторождения Золотое являются метаморфические сланцы зеленосланцевой фации метаморфизма. В составе сланцев обычно преобладает кварц, в подчиненном количестве присутствуют полевой шпат и слюдистые минералы. Указанная аркозвая составляющая иногда настолько преобладает, что породы приобретают кварцитовидный облик, а маломощные слюдистые прослои лишь подчеркивают их сланцеватость. За счет колебаний количества аркозового и слюдисто-хлоритового компонентов породы приобретают полосчатость, часто линзовидную. В пределах рудной зоны нередко наблюдается чередование тонких прослоев существенно полевошпат-кварцевого состава и слюдистых существенно хлорит-мусковитовых прослоев. Реже отмечаются полевошпат-кварцевые песчаные разновидности пород, в разной степени преобразованные в кварциты, имеющие массивные текстуры и содержащие в качестве примесей кальцит и мусковит. В зонах тектонических нарушений сланцы приобретают микроплойчатые и прожилковые текстуры, а окварцованные песчаники и алевролиты брекчированы.

Все выявленные рудные зоны сложены серицит-кварцевыми и хлорит-серицит-кварцевыми метасоматитами, участками измененными до березитов и кварцитов с пирит-арсенопиритовой минерализацией, многочисленными кварцевыми и сульфидно-кварцевыми прожилками и жилами (до 0,5 м).

Руды месторождения Золотое представлены березитами и, реже, хлорит-серицит-кварцевыми метасоматитами. Березиты представляют собой светлоокрашенные сланцеватые и полосчатые породы существенно карбонат-серицит-кварцевого состава с повышенными концентрациями сульфидов (в среднем 5...7 %). Для березитов характерны многочисленные (мощностью до 10 см) микропрожилки и линзовидные просечки по сланцеватости (до 20 %). Чем выше концентрация кварцевых новообразований, тем выше степень золотоносности березитов. Интенсивное окварцевание березитов сопровождается их повышенной серицитизацией и сульфидизацией. Мусковит в рудах обогащает (20...60 %) экзоконтакты кварцевых прожилков, участки наиболее интенсивного смятия пород и зоны интенсивной сульфидизации. Появление турмалина в составе руд является явным признаком их продуктивности. Содержание турмалина местами достигает 5 %. Он, также как и серицит, тяготеет к кварцевым прожилкам и их экзоконтактам.

К телам березитов на месторождении Золотое приурочено порядка 70 % золоторудной минерализации, а остальные 30 % локализованы в хлорит-серицит-кварцевых метасоматитах, которые характеризуются меньшей степенью метасоматоза (меньше кварцевых новообразований, серицита, сульфидов, возрастает количество хлорита). В связи с этим выделение рудных зон по вещественному признаку затруднительно и границы их устанавливаются исключительно опробованием.

Породы рудных зон интенсивно дислоцированы, раздроблены, местами до тектонических брекчий. Рудные тела внутри рудных зон характеризуются приуроченностью к участкам более интенсивного метасоматоза (березиты, кварциты) и более интенсивного кварцевого прожилкования. Подразделение пород по степени гидротермального метасоматоза на хлорит-серицит-кварцевые метасоматиты и березиты носит весьма условный характер. Граница между этими разностями субъективна. Визуально березиты отличаются более светлой окраской, более высоким содержанием кварца (как жильного, так и метасоматического), карбонатного вещества, а также более высокими концентрациями сульфидов (главным образом пирита 5...7 %). Характерным признаком собственно метасоматитов являются очковые и линзовидно-очковые микротекстуры, наличие порфириобласт граната, повышенные концентрации хлорита и наличие эпидотовой минерализации. Однако в силу того, что метасоматиты и березиты являются производными одного процесса и разделение их весьма условно, их вещественный состав описывается совместно.

Текстуры метасоматитов более массивны по сравнению с неизменными сланцами вмещающих пород, чаще встречаются прожилковые, плейчатые и брекчиевидные текстуры, тогда как сланцеватые текстуры становятся тeneвыми или реликтовыми.

В целом состав метасоматитов существенно отличается от состава сланцев разнообразием присутствующих минералов. Наиболее заметным изменением является появление укрупненных листочков

мусковита. Размеры метакристаллов мусковита в пять и более раз превосходят размеры тех же минералов во вмещающих породах, а вблизи контакта с кварцевыми прожилками их размеры еще более возрастают.

В основной своей массе метасоматиты представлены хлорит-серицитовыми кварцитами и микрокварцитами – плотными тонкокристаллическими разновидностями с раковистым изломом, а также сланцеватыми слюдястыми разновидностями, содержащими турмалин.

Основными рудными минералами являются пирит и арсенопирит, реже встречаются халькопирит и пирротин. В зоне окисления они замещаются гетитом и скородитом. Пирит является одним из главных минералов руд месторождения Золотое и распространяется далеко за пределы рудных зон. Содержание его в рудах в основном 1...3 %, на обогащенных участках до 7...12 %. За пределами рудных зон количество пирита снижается до 1 % и ниже. Пирит образует крупные агрегаты в кварцевых прожилках и их экзоконтактах, а так же тонкие линзовидные просечки по сланцеватости. Для крупных призматических зерен арсенопирита так же отмечается отчетливая пространственная связь с кварцевыми прожилками и их экзоконтактовыми зонами. Среднее содержание арсенопирита в рудах – 1...3 %, местами до 5...6 %. Пирротин и халькопирит в рудах встречаются редко. Их присутствие более характерно для околорудной зоны.

Находки видимого золота отмечены практически во всех скважинах, вскрывших рудные зоны месторождения Золотое. Наиболее крупное золото встречается в кварцевых прожилках и просечках. Размеры его выделений достигают 1,5 мм. Золото в прожилках представлено как отдельными включениями золотинок, так и более сложными агрегатами. Такие агрегаты имеют звездообразную форму и состоят из ряда сближенных золотинок, каждая из которых имеет размер до 0,5...0,6 мм. Сростки золота могут быть окружены многочисленными тонкими включениями золота. Звездоподобная форма выделений золота объясняется приуроченностью его к пустотам и трещинкам в жильном кварце. Золото, располагаясь в трещинках, «разъедает» кварц и кристаллизуется одновременно с карбонатами, которые также обрастаются золотом. Границы карбоната и золота ровные. Тонкие выделения золота образуют включения в карбонате. Похоже, что золото, также как и кальцит, в таких случаях кристаллизуется в порах кварца.

Другая группа золотинок не имеет связи с кальцитом, а приурочена к контактам кварцевых прожилков с вмещающими их метасоматитами. Кроме того, часть золотинок находится в сростках с арсенопиритом, занимая трещинки в нем или в сростках с кварцем. В пирите также обнаружены частицы золота размером 0,015 мм. Таким образом, также как и сульфиды, золото наиболее распространено и достигает наибольших размеров в прожилках кварца или на границе с ними.

В собственно метасоматитах золото встречается очень редко в виде тонкой вкрапленности в мусковите в размерах, равных первым сотым долям миллиметра, зерна удлиненной формы достигают размера 0,01...0,02 мм.

МИНЕРАЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД И РУД ЗОЛОТО-УРАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАДАТКАНДА (КОДАРО-УДОКАНСКИЙ ПРОГИБ, СЕВЕРНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

М.Г. Волкова

Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

В пределах Кодаро-Удоканской структурно-формационной зоны (Северное Забайкалье) находится ряд месторождений и рудопроявлений черных, редких и благородных металлов, среди которых – Удоканское, Контактное, Читкандинское, Верхнесауканское и др., а также Хадатканда, где представлена не только золотая, но и урановая минерализация [3, 4]. Многочисленные споры о генезисе вышеуказанных месторождений сводятся к вопросу источника рудного компонента и механизма его концентрирования. При исследовании территории Кодаро-Удоканского прогиба с региональных позиций и детальном изучении пород и руд месторождений Удокан и Хадатканда были получены данные, подтверждающие гипотезу В. К. Немерова о инфильтрационно-метасоматическом генезисе [6, 7]. В данной работе представлены результаты минералого-петрографического исследования пород и руд, отобранных из обнажений по береговой линии р. Хадатканда, а также рудоотвалов, находящихся в пределах рудной зоны.

Месторождение Хадатканда находится на пересечении двух глубинных разломов, Сюбанского и Хадаткандского, на юго-западной периферии Верхнесюльбанского магматического узла, образованного массивом габбро-норитов рудопродуктивного чинейского комплекса раннего протерозоя и многофазными (от габбро до гранитов) позднепалеозойскими интрузиями [3, 4]. Стратиграфически месторождение приурочено к нижнепротерозойским карбонатно-терригенным отложениям Удоканского комплекса, которые делятся на четыре крупные литолого-стратиграфические единицы (серии): джалтуктинскую, кодарскую, чинейскую и кеменскую [1].

В разрезе кодарской серии выделяются икабийская, аянская и инырская свиты. Породы серии представлены слюдясто-кварцевыми метапесчаниками. Текстура пород сланцеватая, структура – лепидогранобластовая, обломки алевропсаммитовой размерности представлены кварцем (60...80 %), единичными зёрнами плагиоклаза, микроклина. Биотит, мусковит и хлорит (15...40 %) присутствуют в виде отдельных чешуек, рассеянных среди кварцевой массы, но чаще образуют тонкие прерывистые полосы, формирующие сланцеватость. На фоне общей массы наблюдаются линзы, полностью сложенные хлоритом, пелитизированные калиевые полевые шпаты, единичные зёрна карбонатов. Акцессорные минералы представлены апатитом, гранатом, вторичные – эпидотом.

Ураново-рудные тела, вскрытые на поверхности месторождения, образуют линзы различной мощности, формируя зону меридиональной ориентировки протяженностью около 3,5 км и шириной порядка 10 м [3, 4]. Рудовмещающими являются породы чинейской серии, которые повсеместно прорваны телами основных и ультраосновных пород, а именно габбро, вебстеритов, плагиовестеритов, плагиоклинопироксенитов, плагиоверлитов. В условиях полистадийного метасоматоза они превращены, частично или полностью, в разнообразные щелочные и субщелочные железо-магнезиально-кальцевые метасоматиты, интенсивно сульфидизированные на участках наложенного катаклаза и дробления. Отчетливо наложенный характер имеют серицитизация и карбонатизация.

Чинейская серия залегает на отложениях кодарской серии и расчленена на читкандинскую, александровскую и бутунскую свиты. Породы александровской и читкандинской свит представлены метапесчаниками, в последней наблюдаются также алевросланцы и сланцы. Метапесчаники этих свит петрографически схожи с метапесчаниками кодарской серии. Алевросланцы характеризуются сланцеватой и пльчатой текстурами и лепидогранобластовой структурой. Они сложены на 50 % биотитом, мусковитом и на 50 % обломками кварца. Сланцы читкандинской свиты серицитовые с пиритом, тонко лепидобластовой структуры. В сланцах и алевросланцах присутствуют ромбовидной формы зёрна доломита до 5 %. Отложения бутунской свиты представлены плагиоклаз-кварцевыми, полевошпат-кварцевыми и слюдисто-кварцевыми песчаниками и алевропесчаниками. Текстура однородная, иногда слоистая; структура - лепидогранобластовая. Вкрапленная рудная минерализация занимает от 3 до 10 об. % породы. Обломки кварца в породе составляют до 50 %; плагиоклаз, микроклин, биотит и мусковит присутствуют в различных соотношениях в зависимости от петрографической разновидности. Акцессорные минералы представлены сфеном, апатитом, вторичные – эпидотом, цоизитом, карбонатом. Цемент контактовый, представлен рудным веществом и серицитом.

Урановая минерализация была обнаружена в слабо метасоматически измененных амфиболовых клинопироксенитах, амфиболовых габбро и эпидот-цоизит-карбонат-хлоритовых метасоматитах с реликтами амфиболов. Вторичные минералы представлены тремолитом (до 5 %), карбонатом (5...20 %), хлоритом (10...50 %), эпидотом (до 5%). Они развиваются по первичным минералам, формируя пятнистую текстуру (степень изменения исходных пород до 30...35 %), часто встречаются нацело измененные породы. Породы сильно брекчированы, смяты, пронизаны тонкими прожилками. Во всех породах присутствует бурый амфибол эденит-паргасит-керсутитового ряда, который замещен хлоритом и тремолитом по периферии зёрен, а иногда полностью. Клинопироксен в различной степени замещен тремолитом, эпидотом и цоизитом, иногда от зёрен остаются одни реликты. На отдельных участках встречаются в разной степени серицитизированные зёрна плагиоклаза. Карбонат наблюдается в виде тонких криптокристаллических и мелкозернистых прожилков и в виде отдельных неправильной формы зерен, наложенных на исходную породу.

Сульфиды представлены пиритом и пирротинном, наблюдаются в виде мелко и крупнозернистых прожилковидно-вкрапленных агрегатов и скоплений тонкой рассеянной вкрапленности в породе. Вокруг зёрен пирита и пирротина аккумулируются минералы урана в виде каемок и по трещинам (настуран, урановая чернь). Иногда отмечаются тонкие выделения халькопирита в ассоциации с пирротинном, единичные призматические зёрна молибденита, единичные тонкие игольчато-призматические агрегаты висмутотеллуридов. Уранинит наблюдается в виде изометричных, пятнистых, прерывистых, комковидных, прожилковидных мелкозернистых агрегатов в интерстициях нерудных. Агрегаты настурана предположительно наложены на уранинит, замещают его, образуют совместные агрегаты с урановой чернью. Вкрапления настурана присутствуют в виде тонких вкрапленников, окруженных радиоактивными «двориками».

Урановая минерализация в породе является наложенной на сульфиды и приурочена к зонам дробления, смятия, трещиноватости. Отмечается тесная ассоциация уранового оруденения с карбонатами. В наиболее измененных породах урановая чернь количественно преобладает над другими минералами урана.

Результаты геохимических [5] и минералого-петрографических исследований пород и руд месторождения не подтвердили гипотезу единого источника золотой и урановой минерализации, и согласуются с выводами о том, что продуктивные золотоносные ассоциации выполняют более поздние относительно Сюльбанского разлома мелкие трещины, которые были образованы в результате новых импульсов тектонических деформаций данного региона [2]. Продолжение исследований на данном объекте позволит приблизиться к более точному пониманию процессов рудообразования не только в пределах месторождения Хадатканда, но и других месторождений Кодаро-Удоканской структурной формационной зоны.

Литература

1. Будяк А.Е., Станевич А.М., Развозжаева Э.А., Брюханова Н.Н., Волкова М.Г. Перспективы благородно- и редкометального оруденения Байкальской горной области и Кодаро-Удоканской структурно-формационной зоны // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы совещания. – Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2011. – С. 37–40.
2. Кучеренко И.В. Минералого-петрохимические и геохимические черты околорудного метасоматизма в кислых породах золотопродуцирующих флюидно-магматических комплексов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 24–32.
3. Макарьев Л.Б., Вояковский С.К., Илькевич И.В. Золотоносность урановых объектов в Кодаро-Удоканском прогибе // Руды и металлы, 2009. – № 6. – С. 56–64
4. Макарьев Л.Б., Миронов Ю.Б., Вояковский С.К. О перспективах выявления новых типов промышленных комплексных урановых месторождений в Кодаро-Удоканской зоне (Забайкальский край, Россия) // Геология рудных месторождений, 2010. – Т. 52. – № 5. – С. 428–438.
5. Мельников В.А., Будяк А.Е., Волкова М.Г., Спиридонов А.М. Золото-урановое месторождение Хадатканда (Кодаро-Удоканский прогиб) // Минералогия Северо-Восточной Азии: Материалы III Всероссийской научно-

практической конференции, посвященной 20-летию кафедры геологии Бурятского госуниверситета. – Улан-Удэ: ИД «Экос», 2012. – С. 106–109.

6. Митрофанов Г.Л., Немеров В.К., Семейкина Л.К. Критерии прогнозирования комплексного платино-полиметалльного оруденения в углеродистых осадочных формациях // Сборник научных трудов «Платина России», 2005. – Т. IV. – С. 50–61.
7. Немеров В.К., Семейкина Л.К., Спиридонов А.М. Наиболее вероятные сценарии рудогенеза в углеродистых осадочных формациях // Благородные и редкие металлы Сибири и Дальнего Востока: Мат. науч. конф. – Иркутск, 2005. – Т. 1. – С. 30–33.

МИКРОМИНЕРАЛЬНЫЕ АССОЦИАЦИИ ДОЛОМИТОВЫХ МЕТАСОМАТИТОВ, РАЗВИВАЮЩИХСЯ ПО ИЗВЕСТНЯКАМ КАМЕННОУГОЛЬНОГО ВОЗРАСТА

В.В. Воробьев, Э.А. Королёв, Ю.Н. Осин

Научный руководитель доцент Э.А. Королёв

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Доломитовые метасоматиты на территории Татарстана распространены в известняках турнейского и визейского ярусов, слагающих нефтеносные брахиантиклинальные структуры III и IV порядков. В пределах западного склона Южно-Татарского свода метасоматиты встречаются на крыльях тектонических поднятий. Здесь они образуют небольшие по мощности (1,5...3,0 м) и площади распространения геологические тела с извилистыми внешними контурами. В разрезах скважин, прошедших через метасоматиты, доломитизированные участки приурочены к кровле турнейского яруса и известнякам тульско-бобриковского горизонта. В пределах Мелекесской впадины метасоматиты пространственно тяготеют к плотным известнякам турнейского яруса, слагающим апикальные части брахиантиклинальных поднятий. Характерной формой эпигенетических доломитов являются пластово-линзовидные тела протяженностью 0,5...1,0 км при мощности 0,5...2,0 м. Различная проницаемость замещаемых пород обусловила появление у метасоматитов по контуру неровных пилообразных границ в виде отходящих от основного массива сужающихся «язычков» внедрения различной протяженности.

Согласно литолого-петрографическим исследованиям метасоматиты турнейского яруса характеризуются светло- и темно-серой окраской, в отложениях тульского горизонта – преимущественно темно-серой и черной. Породы яснозернистые, с массивной, пятнистой или полосчатой текстурой.

Оптико-микроскопическое изучение доломитовых метасоматитов показало, что они характеризуются неоднородным строением. Плотные разности полностью сложены тесно соприкасающимися зернами размером 0,1...0,5 мм. Кристаллические индивиды имеют ксеноморфную и гипидиоморфную форму в виде элементов ромбоэдра, содержат внутри себя микровключения углеводородов. В зернистой массе метасоматитов фрагментарно просматриваются частично сохранившиеся органические остатки исходных известняков. Разуплотненные доломиты сложены кристаллическими индивидами мелко- и среднезернистой размерности, имеющими преимущественно гипидиоморфную форму. В пределах тел метасоматитов зерна имеют неоднородную структурную упаковку, плотные участки соседствуют с полыми кавернами размером до 2,5 мм.

Исследование пород с помощью автоэмиссионного сканирующего электронного микроскопа (Merlin Carl Zeiss), совмещенного со спектрометром энергетической дисперсии, позволило на более детальном уровне установить особенности строения новообразованных доломитов и их взаимоотношения в агрегатах. Анализ сканированной поверхности изучаемых сколов метасоматитов ожидаемо показал, что основным структурным элементом пород являются доломитовые кристаллы. Большая часть из них имеет хорошо выраженный ромбоэдрический габитус, преобладающими элементами которого являются грани {1011} и {0112}.

В плотных разностях метасоматитов аутигенные доломиты срastaются соприкасающимися гранями близко расположенных индивидов. При этом, в локальных участках наблюдается закономерное расположение кристаллов, которые ориентированы в объеме породы таким образом, что их кристаллографические оси и одноименные грани оказываются параллельными друг другу. В разуплотненных разностях доломитовые кристаллы образуют преимущественно незакономерные сростки. Здесь близко расположенные индивиды срastaются не только гранями, но и врастают друг в друга ребрами и вершинами. Хаотичное положение кристаллов обуславливает широкое развитие в метасоматитах различных по морфологии незалеченных полостей.

В доломитах, замещающих известняки тульского горизонта, широко развиты кварц-микрклиновая и пирит-сидеритовая ассоциации акцессорных минералов. Первая приурочена к разуплотненным, вторая – к плотным метасоматическим породам.

В кавернозных доломитах примесные аутигенные новообразования приурочены исключительно к открытым незалеченным полостям, где они выполняют либо пристеночные области, либо центральное пространство пустот. Преобладающей минеральной фазой является микроклин, кварц находится в меньших количествах. Калиевый полевой шпат встречается как в виде плохо окристаллизованных колломорфных агрегатов, так и в виде хорошо сформированных кристаллических индивидов. Микроклиновые агрегаты, как правило, тонкой сеточкой или пористой корочкой покрывают стенки каверн. Их мощность не превышает 10,0 мкм, часто они имеют локальное развитие в виде ступчатых обособлений. Внутри агрегатов зерна микроклина находятся на разных стадиях развития. Одновременно можно наблюдать совместное нахождение полуаморфных ступчатых, плохо окристаллизованных зерен с нарождающимися вицинальными ступеньками роста и слабо выраженными гранями и совершенных кристаллов с хорошо выраженными габитусными формами.

Помимо корочек и сетчатых агрегатов микроклин образует кристаллы идеальной или близкой к таковой формы. Наиболее часто встречаются новообразования таблитчатого и короткопризматического облика. У большинства из них господствующие грани призмы {110} обычно сочетаются с гранями пинакоидов (010) и (001). Встречаются как одиночные кристаллы, нарастающие на стенках каверн, так и друзовые сростки, выполняющие центральные части пустот. Последние сложены относительно совершенными кристаллическими индивидами, срastaющимися друг с другом своими гранями, ребрами и вершинами. На поверхности граней отдельных кристаллов можно наблюдать ростовые дефекты в виде незавершенных габитусных элементов.

Кварц в доломитовых метасоматитах образует одиночные кристаллы, нарастающие на стенках каверн как торцевой частью, так и одной из граней гексагональной призмы. В первом случае формируются короткопризматические новообразования, во втором – длиннопризматические индивиды. Наиболее развитыми элементами кристаллов являются грани шестигранной призмы {1010} и двух ромбоэдров {1011} и {0111}, образующих пирамидальную «головку». Последняя состоит из шести граней, каждая из которых имеет форму, приближенную к треугольнику. В зависимости от пространственной ориентировки кварца ромбоэдрическая «головка» ограничивает индивиды либо с одной стороны, образуя одновершинные кристаллы, либо с двух, формируя двухвершинные кристаллы. Поверхности граней минерала часто служат подложкой для микроклиновых агрегатов, что свидетельствует о более раннем образовании кварца по сравнению с калиевым полевым шпатом.

В плотных доломитовых метасоматитах, где отсутствуют крупные полости, примесные аутигенные новообразования пространственно приурочены либо к межзерновому пространству, либо к пустотам редких пор. Преобладающей минеральной фазой является сидерит, в меньших количествах присутствует пирит. Кроме того отмечаются единичные находки апатита. Сидерит встречается в виде тонко-микрозернистых агрегатов, состоящих из прилегающих друг к другу ромбоэдров. Кристаллики соприкасаются ребрами и гранями. Преобладание реберных контактов прилегания обуславливает рыхлое сложение агрегатов. К сидеритовым новообразованиям в редких случаях бывают приурочены апатитовые кристаллы. В отличие от зернистых масс железного шпата фосфат кальция образует одиночные гексагональные призмы, которые своим торцом крепятся к граням доломитовых зерен.

Пирит присутствует в метасоматитах в виде изометричных по облику агрегатов, локализованных в межзерновом пространстве доломитов. Одни из них нейтральны по отношению к основной минеральной массе, другие – метасоматически замещают карбонатные зерна. Первые имеют фрамбоидальный облик, вторые – уплощенный, часто пластинчатый. Фрамбоидальные агрегаты сложены октаэдрическими кристалликами, которые плотно соприкасаются гранями друг с другом. Пириты уплощенного облика развиваются по уже сформированным граням доломитовых кристаллов. Часто они выходят за пределы своей минеральной матрицы, заполняя свободное межзерновое пространство. Поверхность агрегатов бугристая, осложнена полусферическими наростами и зарождающимися вицинальными ступеньками роста. Учитывая особенности строения пиритовых новообразований, можно предположить, что их образование осуществлялось с помощью микробных колоний сульфатредуцирующих организмов.

В доломитах, замещающих известняки турнейского яруса, примесная аутигенная минерализация представлена исключительно кальцитом. Других аксессуаров не обнаружено. Новообразованный кальцит имеет две основные формы выделения: корковые агрегаты и тонко-микрозернистые наросты на стенках каверн.

Кальцитовые корочки частично или полностью покрывают пристеночные области полостей метасоматитов. Постепенно разрастаясь и увеличивая мощность, они сглаживают выступающие углы и ребра доломитовых кристаллов, нивелируя рельеф внутренних стенок каверн. В конце концов, это приводит к образованию пустот с округлыми очертаниями. Поверхность корочек осложнена различными по морфологии пупырчатыми наростами, сливающимися друг с другом. Участками появляются плохо сформированные углы и грани с зарождающимися вицинальными ступеньками роста. Морфологические и структурные особенности корочек указывают, что их образование происходило в условиях относительно высокого пересыщения раствора по кальциту. Наряду с плохо окристаллизованными агрегатами каверны содержат и кальцитовые новообразования с хорошо выраженными габитусными элементами. Часть из них присутствует в виде одиночных кристаллов, нарастающих на гранях ромбоэдрических доломитов, часть – в виде незакономерных сростков, выполняющих полости каверн. Одиночные кристаллы часто служат своеобразными точками нуклеации, вокруг которых формируются кальцитовые зерна более поздних генераций. В результате создаются групповые ансамбли, состоящие из центрального короткостолбчатого новообразования в окружении мелких пирамидальных наростов. Фактически они являются начальным этапом образования друз. Если на этом фильтрация питающего раствора прекращается, то развитие кристаллов приостанавливается. В противном случае, при более длительном стационарном режиме обновления растворов, из них формируются объемные незакономерные сростки, выполняющие и пристеночную часть каверн, и их центральные полости. Одной из структурных особенностей сростков является зональное расположение кальцитовых кристаллов различных генераций. То есть, на каждой ранее образованной кальцитовой оторочке последовательно нарастают следующие новообразования, часто отличающиеся от предыдущих своим габитусом. Подобная закономерность свидетельствует о периодических флуктуациях состава и скоростей фильтрации питающих растворов, обеспечивающих рост и морфологию кальцитовых зерен.

МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТИТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОНГОЛИИ

Галнэмэх Оюунболор

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди известных типов месторождений полезных ископаемых существует карбонатитовый тип, который характеризуется своими геологическими и минеральными особенностями. На территории Монголии карбонатитовые месторождения также известны. Наиболее крупные из них – это Мушгга Худаг и Лугын гол.

Мушгай-Худукское карбонатитовое месторождение – крупный рудоносный объект. Локализуется в пределах вулканического поля Мушугай-Худаг, расположенного в Южной Гоби, в 70 км к северо-западу от аймачного центра Даланзадгад (рис.). Возраст вулканических пород, интрузивных штоков, небольших массивов щелочных пород – юрский (120...150 млн лет). Карбонатиты находятся в ассоциации с комплексом щелочных пород.

Лугынгольский карбонатитовый массив расположен на юго-востоке Монголии (рис.). Имеет округлую форму, его площадь 10 км². Массив прорывает: толщу сланцев, которые у контакта ороговикованы и пронизаны различными щелочными породами жильной серии и карбонатитовыми жилами. Возраст массива, определенный по циркону и бадделиту в лаборатории ИГиЩ РАН, равен 253...258 млн лет.

Особенностью руд комплекса Мушгай Худаг и массива Лугин Гол, территориально расположенных в северной части пустыни Гоби, является то, что к носителям редких земель, преимущественно цериевой группы, относятся соответственно апатит и фторкарбонатный минерал синхизит.

Редкоземельные элементы образуют свыше 200 минеральных видов, однако многие из них довольно редки и представляют лишь теоретический интерес. Минералы, содержащие РЗЭ, можно разделить на две группы: минералы, в которых РЗЭ являются основным или одним из основных компонентов (бастнезит, монацит, ксенотим и др.), и минералы, в которых РЗЭ играют подчиненную роль, частично замещая основные компоненты (апатит, сфен, циркон, минералы урана и др.)

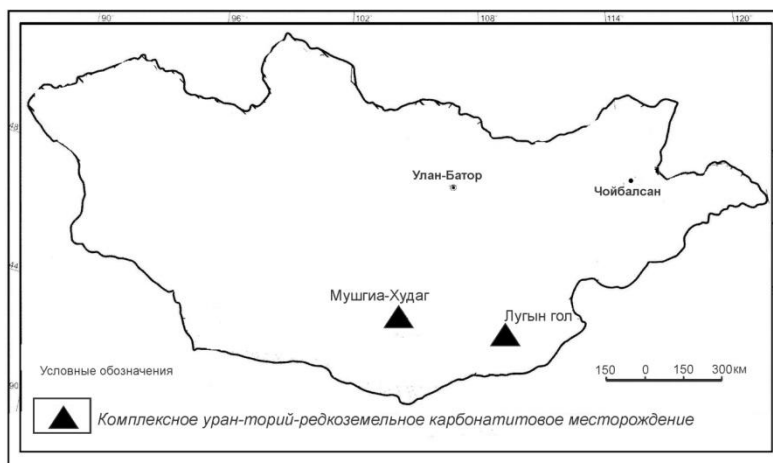


Рисунок. Схематическая карта размещения карбонатитовых месторождений Монголии

Главным компонентом в структуре карбонатитовой руды Мушгга-Худаг является апатит, зерна которого сцементированы окисленными минералами железа (гематитом, гетитом, лимонитом), алюмосиликатами и кварцем. Оксиды железа представлены в виде тонкозернистых охристых минералов. В виде цемента присутствуют глинистые минералы алюмосиликатов. Вторичными минералами в руде являются кварц, халцедон. Иногда кварц ассоциирует с карбонатами. В руде магнетит практически полностью замещен гематитом и гидрогетитом. Наряду с гематитизацией и гидрогетитизацией в крупнокристаллических породах сохраняются реликты первичного магнетита, что приводит к повышению содержания титана и закисного железа. Руды комплекса Мушгай Худаг отличаются повышенным содержанием редких земель, урана и тория.

Во время летней производственной практики нами были отобраны пробы из массива Мушгга Худаг. После пробоподготовки пробы были отправлены на лабораторное изучение, в частности, на инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА) в Ядерно-геохимическую лабораторию кафедры ГЭГХ НИ ТПУ.

Таблица

Результаты анализа руд карбонатитового месторождения Муигиа-Худаг, г/т

Шифр	Sm	Ce	Ca	Lu	U	Th	Cr	Yb	Au	Ba	Sr
M-1	508,25	20177,4	8,45	5,76	195,7	139,1	346,1	44,1	0,01	<50	<60
M-2	744,26	30298,4	10,78	5,07	295,9	141,6	1012,8	71,2	<0,001	<50	34277
M-3	334,34	12343,5	14,21	3,23	51,2	72,5	303,4	37,5	0,12	646	12107
Шифр	Nd	As	Tb	Sc	Fe	Zn	Ta	Na	Eu	La	Sb
M-1	6371	83,3	15,08	<0,3	10,19	232,0	<0,01	2,53	277,33	20004,88	3,62
M-2	8843	146,7	57,43	1,4	9,68	<3	<0,01	6,18	367,15	31310,12	10,98
M-3	4292	131,0	28,76	0,4	4,68	<3	<0,01	<0,02	160,03	11517,77	7,53

По результатам анализа (таб.) можно сделать несколько важных выводов. Содержание редких земель во всех 3х образцах довольно высокое. Так, в пробах М-1 сумма РЗЭ – 4,7 %, М-2 – 7,2 % и М-3 – 2,8 %. Во всех случаях они представляют промышленные редкоземельные руды с высоким содержанием U и Th, величиной торий-уранового отношения меньше единицы. В них преобладают в основном легкие редкие земли, которые не так высоко ценятся по сравнению с тяжелыми.

По результатам геологических исследований установлено, что в Лугингольском массиве основными минералами руды являются карбонаты (преимущественно кальцит, реже доломит, анкерит), синхизит, пирит. Последний в окисленной зоне замещается гетитом и лимонитом. Второстепенными минералами являются кварц, полевой шпат, галенит, сфалерит, целестин, паризит, монацит, апатит. Отмечаются арсенопирит, пирротин, халькопирит, галено-висмутин, магнетит, ильменит, сфен, рутил. Элементный состав руд по данным нейтронно-активационного анализа характеризуется следующим: сумма редких земель достигает 7,6 %, повышенное содержание Eu, Sm, Sr и радиоактивных элементов.

Таким образом, промышленно значимые содержания редких земель и высокие содержания урана позволяют рассматривать эти карбонатитовые месторождения как комплексные уран-торий-редкоземельные.

Литература

1. Глубинный магматизм, его источники и плюмы / Труды 11 Международного семинара / под ред. Н.В. Владыкина. – Иркутск, 2011 – 218 с.
2. Л.П. Рихванов Радиогеохимическая типизация рудно-магматических образований. – Новосибирск.: СО РАН, 2002. – 533 с.
3. Хаумдас Ашим. Технологические особенности обогащения и переработки редкоземельных руд Монголии. – Улан-Батар, 2006. – 118 с.
4. Новгородова М.И. Минералы Монголии. – М.: Минералогический музей А.Е. Ферсмана, 2006. – 353 с.
5. [Электронный ресурс] URL http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog (дата обращения 04.12.12).

ТИПОМОРФНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛЕВОГО ШПАТА И ГРАНАТА ИЗ СЛЮДОНОСНЫХ ПЕГМАТИТОВ (ПРОЯВЛЕНИЕ «БОДОНЧ», МОНГОЛЬСКИЙ АЛТАЙ)

А.А. Гантман

Научный руководитель ассистент А.А. Баева

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Типоморфными минералами мы называем минералы, занимающие по тем или иным причинам строго определенное место в геохимическом процессе. Они определяют условия и время геохимического процесса. Такое классическое определение типоморфизма впервые было дано А.Е. Ферсманом еще в 1931 г в монографии «Пегматиты» [1]. Недооценивать такой интерес автора к данному генетическому типу месторождений невозможно. Ведь известно, что гранитные пегматиты привлекают исследователей не только своей значительной ценной минерализацией, но и своим происхождением, условиями образования и процессами эволюции. Исходя из этого, внимание данной работы было привлечено к минералам слюдоносной формации пегматитового пояса Монгольского Алтая, проявления Бодонч. Пегматиты образуют линзовидные и дайкообразные тела, залегающие в метаморфических породах Бодончинского блока и имеют участково-зональное строение.

С точки зрения эволюции пегматитового процесса полевой шпат, как сквозной минерал, является весьма информативным. В значительной мере показательными считаются структурные особенности минералов этой группы, отражающие развитие и параметры минералообразующей среды.

Рентгеноструктурный анализ полевых шпатов, отобранных из графической и блоковой зон, показал, что первая зона сложена плагиоклазом, а вторая – калиевым полевым шпатом. Плагиоклаз представлен альбитом с содержанием анортитовой молекулы до 5 %. Индекс структурной упорядоченности плагиоклазов графической зоны приближается к 70 %.

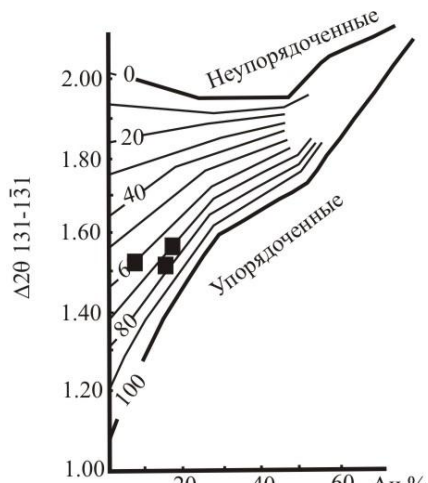


Рис. 1. Соотношение между индексом упорядоченности и основностью плагиоклазов [2].

Примечание: ■ – плагиоклазы слюдоносных пегматитов, проявление Бодонч

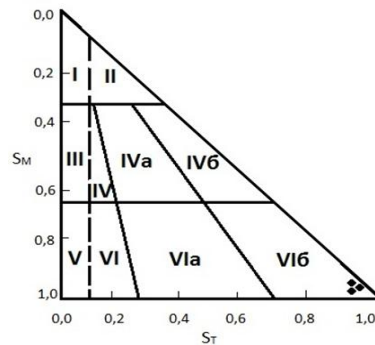


Рис. 2. Структурные типы щелочных полевых шпатов в координатах моноклинная (S_M) – триклинная упорядоченность (S_T) [2].

I – санидин; II – анортклазы; III – ортоклазы; IV – ортоклаз-микроклины; IVa – ортоклаз-микроклины промежуточные; IVb – ортоклаз-микроклины максимальные; V – адуляры; VI – адуляр-микроклины; VIa – микроклины промежуточные; VIb – микроклины максимальные

Из типоморфных особенностей КПШ, слагающего блоковую зону, важным петрогенетическим индикатором является распределение Al и Si в разноразмерных тетраэдрах T1o, T1m, T2o, T2m, которые образуют каркас кристаллической структуры. В моноклинном КПШ Al либо распределен в решетке равномерно, либо концентрируется в позиции тетраэдров T1, а в максимально упорядоченных триклинных КПШ практически весь Al сосредоточен в позиции T1o [6]. Для установления Al/Si упорядоченности исследуемого калиевого полевого шпата были рассчитаны следующие величины: Δ_r – коэффициент триклинности; Δ_Z – коэффициент моноклинности; % Or – содержание ортоклазового минала; Alt1o, Alt1m, Alt2m – распределение Al в разноразмерных тетраэдрах. КПШ блоковой зоны отвечает максимальному микроклину с рентгеновской триклинностью S_T (Δ_r) до 1 и степенью моноклинной упорядоченности S_M (Δ_Z) до 0,99. Содержание ортоклазового компонента варьирует от 81 до 92%. По значениям Δ_r и Δ_Z было определено классификационное положение КПШ на диаграмме В.В. Гордиенко [1], КПШ попал в область VIb – область максимального микроклина (рис. 2).

Таким образом, можно заключить, что исследуемый калиевый полевой шпат представлен триклинным максимальным микроклином с преобладанием Al в позиции тетраэдра T1o, что свидетельствует о низкой скорости кристаллизации. Кратное преобладание ортоклазового минала говорит о том, что данный минерал был образован при достаточно невысоком температурном режиме, поскольку существуют ограничения в изоморфном замещении калия натрием.

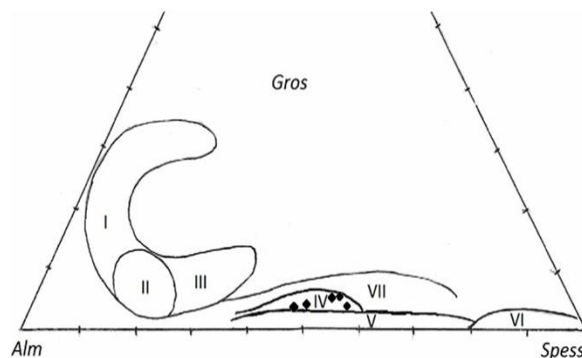


Рис. 3. Тройная диаграмма состава гранатов пегматитов [4].

Поля распространения гранатов: I – керамических гранитов; II – керамических и мусковитовых; III – мусковитовых; IV – мусковитово-редкометалльных, а также альбитизированных мусковитовых; V – редкометалльных; VI – редкометалльных натро-литиевого типа; VII – мусковитово-редкометалльных

Из второстепенных минералов пегматитов наибольший интерес представляет гранат. Широкие вариации его химического состава изменяются в зависимости от глубины становления пегматитовых тел. Валовый состав граната, отражающий формационную принадлежность, может с успехом использоваться при ее оценке [4, 5].

Известно, что чистых членов изоморфных рядов в природе практически не существует. С этой точки зрения состав граната может указывать на смену пегматитовых формаций. Т.е. последовательно уменьшается доля пиропового компонента и возрастает сначала количество альмандинового, а затем спессартинового минерала от более глубоких формаций к менее глубинным [3].

В ходе работы было проанализировано две генерации граната: из блоковой зоны и кварц-мусковитового комплекса. В целом, результаты из различных зон отличаются незначительно, поэтому, на основе микронзондового анализа было высчитано среднее содержание минеральных компонентов. Таким образом, Ю.М. Соколова (рис. 3). Гранаты принадлежат к области IV – мусковитово-редкометалльных пегматитов. Тройная диаграмма наглядно показывает формационную принадлежность гранатов и еще раз подтверждает мусковитово-редкометалльную специализацию, характерную для пегматитов Бодончинского проявления.

В заключении хотелось бы отметить, что минералы являются носителями важной генетической информации, заложенной как в структуре минерала, так и в его химическом составе. Поэтому, их изучение, понимание и интерпретация – огромный труд, зачастую приносящий великие плоды.

Анализы, приведенные в работе, были выполнены специалистами в «Аналитическом центре геохимии природных систем» ТГУ, г. Томск (аналитики Т.С. Небера, Ю.В. Аношкина, О.В. Бухарова).

Литература

1. Гинзбург А.И., Кузьмин В.И., Сидоренко Г.А. Минералогические исследования в практике геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1981. – 237 с.
2. Гордиенко В.В. Гранитные пегматиты (рудные формации, минералого-геохимические особенности, происхождение, поисково-оценочные критерии) – С-Пб.: Изд-во С-Пб. ун-та, 1996. – 271 с.
3. Коноваленко С.И., Баева А.А. Химический состав пиральспитов в пегматитах Западной Монголии и возможность оценки на его базе формационной принадлежности жил // Рудные месторождения. Минералогия. Геохимия. – Томск: Томский гос. ун-т, 2003. – Вып. 3. – С. 79–92.
4. Соболев Н.В. Парагенетические типы гранатов – М.: Наука, 1964. – 218 с.
5. Соколов Ю.М., Быкова В.С., Бугрова В.Д. Гранаты как критерий выделения пегматитовых провинций // Геология и геохронология докембрия. – М.: Наука, 1946. – С. 312–322.
6. Типоморфизм минералов. Справочник / под ред. Л.В. Чернышовой. – М.: Недра, 1989. – 560 с.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СУЛЬФАТНО-КАРБОНАТНЫХ ПОРОД КУНГУРСКОГО ЯРУСА НА ЮГО-ВОСТОКЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Ю.И. Гарипова, Т.Т. Будкевич

Научный руководитель профессор Н.Г. Нургалиева

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В настоящей работе рассмотрено строение и условия образования пород кунгурского яруса на юго-востоке Республики Татарстан по данным литологических исследований керна.

На территории Республики Татарстан отложения нижнепермского отдела в полном стратиграфическом объеме имеют небольшое распространение на крайнем востоке и юго-востоке [3]. С этими отложениями связаны запасы высоковязких нефтей и природных битумов в нижнепермском нефтегазоносном комплексе. Изучение структурных и литологических особенностей распределения этих запасов является основой для успешных поисково-разведочных работ на указанные виды углеводородного сырья, а также их дальнейшего освоения. В связи с этим исследование вещественного состава и различных литологических и других резервуарных свойств пород нижнепермских отложений является актуальной задачей.

Объектами исследования в настоящей работе явились разрезы скважины 2084 Подгорной площади (Бавлинское нефтяное месторождение) и скважины 2 Николашкинской площади (Николашкинское нефтяное месторождение). В разрезах скважины 2084 Подгорной площади и скважины 2 Николашкинской площади в составе нижнепермского отдела вскрываются ассельские, сакмарские, артинские и кунгурские отложения, сложенные карбонатными и сульфатно-карбонатными породами с прослоями сульфатных и реже терригенных пород. Общая мощность нижней перми в скв. 2084 составляет 172 м, в скв. 2 – 110 м.

Исследованиями охвачены породы кунгурского яруса, из которых был отмечен наибольший выход керна.

Кунгурский ярус в обеих скважинах сложен доломитом, известняком, ангидритом и гипсом с редкими прослоями глины и песчаника. Общая мощность кунгурских отложений составляет в скв. 2084 44 м, а в скв. 2 – 35 м. Из кунгурского яруса было отобрано 8 образцов (скв. 2084) и 7 образцов (скв. 2) из слоев, сложенных доломитом светло-серым с включениями гипса, ангидрита, переслаиванием гипса и ангидрита, песчаником темно-серым мелкозернистым и переслаиванием гипса, ангидрита и серого плотного доломита. В скв. 2 – доломитом светло-серым плотным, сильно загипсованным, доломитом слоистым загипсованным с прослоями серых глин, переслаиванием сульфатных и карбонатных пород. По ним были изготовлены шлифы для оптической микроскопии и пробы для электронной микроскопии, которые позволили установить характерные

вещественно-генетические последовательности микропетротипов пород: нижнюю регрессивную (карбонат+гипс-ангидрит + песчаник) и верхнюю трансгрессивную (карбонат+гипс-ангидрит+карбонат) [1, 2].

По данным оптической микроскопии образцов скв.2084 было выявлено, что отложения кунгурского яруса представлены доломитом тонкозернистым, загипсованным, с каверновой пористостью первого типа (обр. 1), ангидритом крупнокристаллическим с беспорядочной структурой (обр. 2), доломитом пелитоморфным, загипсованным с включениями гипса и ангидрита, с примесью песчаного материала (обр.3,6,7,8), песчаником мелкозернистым (обр. 4), гипс-ангидритом кристаллическим (обр. 5). Результаты электронной микроскопии подтверждают сульфатизированность образцов скв.2084, а также была выявлена в обр.6 остаточная окисленная нефть в пустотном пространстве доломита пелитоморфного.

По данным оптической микроскопии образцов скв. 2 было выявлено, что отложения кунгурского яруса представлены доломитом пелитоморфным сильно, реже слабо загипсованным (обр. 1, 2, 3). В образцах 4, 5, 6 обнаружены битумные включения и пленки остаточной окисленной нефти (обр. 7). Результаты оптической микроскопии подтверждаются данными электронной микроскопии. Установлены загипсованность образцов, наличие в них углерода, либо пор.

Подобное циклическое строение кунгурского яруса обусловило формирование его устойчивых экранирующих свойств, которые оказались особенно важными для Николашкинского месторождения в связи с тем, что сформированная здесь в кунгурской век сульфатно-карбонатная покрывка надежно перекрывает сакмарско-артинские карбонатные породы – коллекторы, в которых содержатся высоковязкие нефти [5].

Литература

1. Бурлин Ю.К., Конохов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. – М.: Недра, 1991. – 283 с.
2. Игнатъев В.И. Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период. – Казань: Издательство КГУ, 1976. – 256 с.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б. и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во Фэн, 2007. – Т. 1, 2.
4. Носарева С.П., Попов В.Г. Гидрогеология в начале XXI века: Материалы Международной конф. – ЮРГТУ (НПИ). – 2006. – 96 с.
5. Успенский Б.В., Валеева И.С. Геология месторождений природных битумов РТ. – Казань: Изд-во Гарт, 2008. – 349 с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГРАНАТА И ТУРМАЛИНА ВНУТРИГРАНИТНЫХ ПЕГМАТИТОВ ТУРКЕСТАНСКОГО ХРЕБТА (КИРГИЗИЯ)

В.К. Герасимов

Научный руководитель доцент С.И. Коноваленко

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Герцинские пегматиты Туркестанского пояса (Киргизия) пространственно и генетически связаны с нижнепермскими гранитами каравшинского комплекса. Подавляющее количество пегматитовых тел (до 8 тысяч), в том числе практически все несущие полезную редкометаллическую минерализацию, интродуцированы во вмещающие гранитные массивы породы, где они образуют компактные поля, насчитывающие от десятков до нескольких сотен жил. Значительно меньше пегматитов находится внутри самих гранитов. Чаще всего внутригранитные пегматиты наблюдаются в порфиридных биотитовых гранитах и адамеллитах первой главной фазы внедрения. Гораздо реже они обнаруживаются в мелкозернистых турмалинизированных и грейзенизированных гранитах второй дополнительной фазы.

Минералогия внутригранитных пегматитов пояса изучена заметно хуже, чем отжатых во вмещающие породы, прежде всего потому, что они не несут особой полезной минерализации. К настоящему времени во внутригранитных пегматитах главной фазы обнаружен только ранний бесщелочной рудоразборный берилл в виде довольно крупных (до 15...20 см) призматических кристаллов желтого и голубовато-зеленого цвета. В наиболее дифференцированных телах этих пегматитов в центральной ядерной зоне иногда встречается дополнительно полупрозрачный, опалесцирующий розовый кварц поделочного качества. В пегматитах поздних грейзенизированных гранитов дополнительной фазы полезной минерализации пока не установлено.

Автором изучены внутригранитные пегматиты, залегающие в грейзенизированных гранитах второй дополнительной фазы каравшинского комплекса. Пегматиты образуют жильные тела мощностью от несколько сантиметров до первых метров и протяжённостью 5...50 метров. Они занимают секущее положение относительно ориентировки гнейсоватости гранитов и имеют с последними постепенные переходы. Внутреннее строение жил неясно зональное, блоковое. Обычно они сложены средне – крупнозернистым агрегатом кварца, калиевого полевого шпата с небольшим количеством кислого плагиоклаза, мусковита, граната и турмалина. Размер выделений минералов увеличивается от зальбандов к центру от миллиметров до нескольких сантиметров, структура жил в этом же направлении меняется от гранитной до мелкоблоковой. Преобладающей минеральной фазой является серый непрозрачный и полупрозрачный дымчатый кварц (до 50 % объёма тел), нередко обнаруживающий характерный гранулированный облик. Он слагает матрицу пегматита и отчётливо ксеноморфен относительно всех остальных минералов жил. Калишпат блоковой зоны белого и серого цвета образует гипидиоморфные выделения размером от первых миллиметров до нескольких сантиметров. Включений других минералов он не содержит. Альбит, мусковит, гранат и турмалин встречаются только в кварце. Совместных сростаний они не дают. Из второстепенных минералов наиболее распространён турмалин (до 15 %

объема тел). Он образует конусовидные призматические кристаллы черного цвета размером до 15 см. В приальбандовых частях пегматитовых тел кристаллы обычно имеют директивную ориентировку, однако, к центру она утрачивается и становится хаотичной. Наблюдаются радиально-лучистые сростки (турмалиновые солнца). Гранат окрашен в красно-коричневый цвет. Его выделения (до 1...1,5 см) могут быть ксеноморфными, гипидиоморфными и идиоморфными. В последнем случае кристаллы представлены тетрагонтриоктаэдрами (211) с грубой комбинационной штриховкой на гранях. С помощью микрозонда исследован состав граната и турмалина пегматитов.

Таблица

Химический состав (мас.%) турмалина и граната внутригранитных пегматитов

Минералы	Компоненты									Сумма компонентов
	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	
Турмалин	32,03	0,67	30,60	11,43	0,27	1,51	0,11	1,55	0,06	78,26
Гранат	35,69	-	20,40	25,98	17,09	0,43	0,41	-	-	100,00

Расчет кристаллохимической формулы турмалина по части катионов, определенных анализом, показывает значительный дефицит щелочей, заполняющих первую структурную позицию А в минерале. Это свидетельствует о принадлежности его к фойтитовой серии структурнодефектных разновидностей и отражает общий дефицит щелочей в системе во время формирования кварц-мусковитового комплекса пегматитов с гранатом и турмалином, соответствующего в жилах стадии кислотного выщелачивания. Минерал хорошо пересчитывается на четыре минала (% содержания):

- шерл – $(\text{Na Fe}_{3^{3+}} \text{Al}_6 [\text{Si}_6\text{O}_{18}](\text{BO}_3)_3(\text{OH})_3\text{OH})$ – 57,1 %;
- окси-магнезиевый фойтит – $(\square (\text{Mg Al}_2) \text{Al}_6 [\text{Si}_6\text{O}_{18}] (\text{BO}_3)_3(\text{OH})_3\text{O})$ – 34,7 %;
- окси-фойтит – $(\square (\text{Fe}_{2+} \text{Al}_2) \text{Al}_6 [\text{Si}_6\text{O}_{18}] (\text{BO}_3)_3(\text{OH})_3\text{O})$ – 6,2 %;
- гидрокси-увит – $(\text{Ca Mg}_3 (\text{Mg Al}_5) [\text{Si}_6\text{O}_{18}](\text{BO}_3)_3(\text{OH})_3\text{OH})$ – 2,0 %.

Из этих данных видно, что турмалин пегматитовых жил представлен двумя резко доминирующими миналами – шерловым и окси-магнезиевофойтитовым.

Гранат пегматитов, в свою очередь, хорошо пересчитывается на двухминеральный альмандин-спессартиновый состав с преобладанием альмандинового минала (56,4 % против 40,6 % для спессартинового компонента). Кроме них в гранате присутствуют небольшие примеси пиропового и гроссулярового компонентов (по 1,5 % каждого). Показательно, что в гранате редкометалльных жил, залегающих не в гнейсовидных гранитах, а во вмещающих их сланцах соотношение спессартинового и альмандинового миналов всегда обратное.

Выполненные исследования свидетельствуют о том, что особенности состава граната и турмалина внутригранитных жил типоморфны, а это, в свою очередь, позволяет использовать их при поисках и оценке пегматитов.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИПЕРГЕННОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ РУДНЫХ МИНЕРАЛОВ В ОТВАЛЬНЫХ ХВОСТАХ «СОЛНЕЧНОГО ГОКА»

(КОМСОМОЛЬСКИЙ РАЙОН)

О.А. Горчаков

Научный руководитель доцент Р.А. Кемкина

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

В процессе обработки месторождений часть рудного вещества, не являющаяся основным промышленным компонентом, оказывается на поверхности земли, где подвергается окислению, растворению, преобразованию в другие минеральные формы и водные растворы, самопроизвольная миграция которых существенно влияет на экологическую обстановку на прилегающих территориях. Известно, что многие металлы кроме промышленной ценности характеризуются также и различной степенью токсического воздействия как на биосферу в целом (животный и растительный мир), так и на человека, в частности. В этой связи, с целью выяснения, какие из токсичных элементов свяжутся в новые минеральные (твердые) фазы, а какие перейдут в раствор и в каких количествах, было выполнено компьютерное моделирование трансформации рудных минералов в условиях гипергенеза (т.е. повышенной аэрации и обводненности), складированных в хвостохранилищах Солнечного ГОКа.

Минерало-геохимические исследования лежалых песков хвостохранилищ Солнечного ГОКа показали, что они содержат более 50 рудных минералов, относящихся к сульфидам, сульфосолям, вольфраматам и реже оксидам, которые содержат широкий спектр элементов: Cu, Pb, Cd, Zn, Fe, Sb, As, Bi, In, Co, Ni, Ga, Sc, Sr, и др. Многие из этих элементов согласно ГОСТ 17.4.1.02-83 относятся к 1 и 2 классам опасности. Таким образом, эти рудные минералы, будучи невовлеченными в промышленное освоение, представляют собой реальный и потенциальный источник загрязнения окружающей среды.

Моделирование проводилось с помощью программного продукта «Селектор-Windows» (адаптированная для операционных систем Windows версия продукта «Селектор-C», разработчики И.К. Карпов, К.В. Чудненко, В.А. Бычинский). Следует отметить, что в основу компьютерного моделирования гипергенного минералообразования, происходящего в результате химических реакций в системе вода (раствор) – горячая порода (минерал), положены представления об изменении свободной энергии Гиббса (ΔG) и стремлении ее к

минимуму. Энергия Гиббса (ΔG) – термодинамическая функция состояния системы, являющаяся критерием ее равновесности и направленности реакций, определяется изменениями изобарно-изотермического потенциала (т.е. интегральными функциями энтальпии – H , энтропии – S и температуры – T). При термодинамических расчетах химических реакций минералообразования обычно используют предварительно рассчитанные значения изменения стандартного изобарно-изотермического потенциала образования химического соединения путем реакции из простых веществ. Программа «Селектор-Windows» не рассчитывает реакции, а находит глобальный минимум того или иного термодинамического потенциала, т.е. минимум функции свободной энергии Гиббса и вычисляет на этой основе минеральный парагенезис. При этом, метод минимизации энергии Гиббса подразумевает как равновесие водного раствора с его компонентами и минералами, выпадающими из него, так и равновесие раствора и выпадающих из него минералов с первичной породой (минералом).

Не вдаваясь в детали методического и математического описания принципа минимизации ΔG , отметим, что с помощью программы «Селектор-Windows» можно выяснить некоторые физико-химические особенности необратимых процессов минерального преобразования, в том числе и в условиях гипергенеза, а также рассчитать объемы многих токсичных элементов, выносимых из хвостохранилищ, и определить степень потенциальной экологической угрозы.

При моделировании процессов гипергенного преобразования рудных минералов из отходов обогащения руд оловянных месторождений Комсомольского района были рассмотрены два варианта задач – поведение отдельного минерала во взаимодействии с атмосферными водами, а также их совокупности, с целью определения потенциальной токсической опасности конкретного минерала и, соответственно, их естественной ассоциации. При этом, в каждом варианте были смоделированы по две системы – приповерхностная (резервуар 1), включая атмосферную воду, приведенную в равновесие с атмосферой + минерал (группа минералов), и более глубинная (резервуар 2), состоящая из просачивающегося из первой системы раствора, обедненного растворенным кислородом, но обогащенного различными ионами + минерал (группа минералов). Для всех моделей были выбраны единые термо-барометрические условия – $T = 250\text{C}$ и $P = 1$ атм.

Результаты моделирования показывают, что в обоих вариантах (будь то один минерал или минеральная ассоциация) наибольшую экологическую опасность представляет первая (т.е. приповерхностная) система, в которой в результате окислительных процессов и растворения в водный раствор поступает наибольшее количество токсичных металлов. Например, окисление 1 моля кадмийсодержащего сфалерита $\text{Zn}_{0.76}\text{Fe}_{0.20}\text{Mn}_{0.01}\text{Pb}_{0.0006}\text{Cu}_{0.009}\text{Sn}_{0.0006}\text{Cd}_{0.003}\text{In}_{0.0001}\text{S}_{1.01}$ (94,62 г) в 0,7 т воды, приведенной в равновесие с атмосферой, приводит к тому, что минерал полностью растворяется с образованием новой минеральной фазы бианкита – $\text{ZnSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (204,85 г). Большая же часть исходного минерала в виде катионов Cd^{+2} , CdO , CdOH^+ , Cu^{+2} , CuO , CuOH^+ , Fe^{+2} , Fe^{+3} , FeO^+ , FeOH^+ , HFeO_2 , HInO_2 , In^{+3} , InO^+ , InOH^{+2} , Mn^{+2} , Mn^{+3} , MnOH^+ , MnSO_4 , Pb^{+2} , PbOH^+ , и анионов HSO_4^- , SO_4^{-2} переходит в раствор, pH которого снижается до 1,1588 за счет высокой концентрации анионов серной кислоты (24,246 мг/кг H_2O или мг/литр воды). Количество ионов, например, кадмия составляет 0,34, а свинца – 0,124 мг/литр воды. Принимая во внимание предельно-допустимые концентрации этих элементов ($\text{Cd}^{+2} - 0,005$, а $\text{Pb}^{+2} - 0,001$ мг/литр воды), можно заключить, что при растворении одного моля сфалерита концентрация только двух упомянутых элементов будет превышать ПДК для рыбохозяйственных водоемов, соответственно, в 68 и 124 раза.

Если окислению и растворению подвергается не отдельный минерал, а их естественная ассоциация, то степень воздействия токсичных элементов на окружающую среду возрастает на несколько порядков. Подтверждением могут служить данные моделирования одновременного процесса окисления всех вышеперечисленных рудных минералов, взятых в мольных количествах, пропорциональных их содержаниям в отвалах хвостохранилищ, в 0,7 т воды, уравновешенной с атмосферой.

В результате такого взаимодействия около одной пятой исходной минеральной смеси (19,9 % или 279379 г) преобразуется во вторичные минералы: куприт (Cu_2O), ковеллин (CuS), окисный сульфат висмута ($\text{Bi}_2(\text{SO}_4)_3$), гематит (Fe_2O_3), англезит (PbSO_4), пиролюзит (MnO_2), азурит ($\text{Cu}_3[\text{CO}_3]_2(\text{OH})_2$), бианкит ($\text{ZnSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), оксид сурьмы (Sb_2O_3), малахит ($\text{Cu}_2[\text{CO}_3](\text{OH})_2$) и ряд других. Оставшаяся часть переходит в раствор в виде различных ионов AgCO_3^- , Ag^+ , AgF , AgNO_3 , AgOH , AsO_4^{-3} , $\text{B}(\text{OH})_3$, BF_4^- , BO_2^- , Bi^{+3} , BiO^+ , BiO_2^- , BiOH^{+2} , CO_2 , O_3^{-2} , Cd^{+2} , CdF^+ , CdF_2 , CdOH^+ , Co^{+2} , Co^{+3} , CoF^+ , CoO , CoOH^+ , CoOH^{+2} , Cu^+ , Cu^{+2} , CuF^+ , CuO , CuOH^+ , F^- , Fe^{+2} , Fe^{+3} , FeF^+ , FeF^{+2} , FeO^+ , FeOH^{+2} , Ga^{+3} , GaO^+ , GaO_2^- , GaOH^{+2} , H_2AsO_4^+ , H_3AsO_4 , HAsO_4^{-2} , HBiO_2 , HCO_3^- , HF , HF_2^- , HFeO_2 , HGaO_2 , HNO_2 , HNO_3 , HNbO_3 , HSiO_3^- , HTiO_2 , HWO_4^+ , InF^{+2} , K^+ , KOH , Mn^{+2} , Mn^{+3} , MnF^+ , MnOH^+ , NO_2^- , NO_3^- , Na^+ , NaF , NaHSiO_3 , NaOH , NbO_3^- , Ni^{+2} , NiF^+ , NiOH^+ , O_2 , Pb^{+2} , PbF^+ , PbF_2 , PbO , PbOH^+ , Sc^{+3} , ScO^+ , SiF_6^{-2} , SiO_2 , SrHCO_3^+ , Sr^{+2} , SrF^+ , SrOH^+ , Tl^+ , TlF , TlO^+ , TlOH^{+2} , TlOH , WO_4^{-2} , Zn^{+2} , ZnF^+ , ZnO , ZnOH^+ , OH^- , H^+ , суммарная концентрация которых составляет 51,36 г/л воды. Вытекающая ежеминутно и ежедневно в виде дренажных вод, эти высокоминерализованные поровые растворы выносят из хвостохранилищ широкий спектр промышленно важных химических элементов. Вполне естественно и то, что высокие концентрации анионов мышьяковой, азотной и серной кислот приводят к понижению pH раствора до 2,4666, превращая его, по сути, в сильнокислый раствор, а ПДК для сульфатов (в частности для SO_4^{-2}) составляет 100 мг/л, т.е. концентрация анионов серной кислоты превышает допустимую норму более чем в 40 раз.

Исходя из природно-климатических условий района расположения хвостохранилищ (среднегодовое количество атмосферных осадков, среднегодовые температуры воздуха, количество дождливых и солнечных дней и т.д.) и полученных данных моделирования по вещественному составу и содержанию элементов в поровых растворах, можно рассчитать прогнозные количества токсичных элементов, выносимых дренажными водами из хвостохранилищ в местную гидросеть в течение одного года. Так, из хвостохранилищ Солнечного ГОКа в течение года выносятся (в кг): Fe – 0,3013, Cu – 9,583, Zn – 1493,552, Pb – 188,176.

В процессе физико-химических трансформаций первичных рудных минералов, кроме новообразованных минеральных фаз (в основном представители классов сульфатов, карбонатов, арсенатов, оксидов и гидроксидов), образуются высокоминерализованные водные растворы, содержащие в виде простых и сложных ионов, а также комплексных анионов широкий спектр химических элементов, в том числе и токсичных, которые с дренажными водами поступают в окружающую среду.

ПЕТРОСТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОЛИВИНА В ДУНИТАХ АГАРДАГСКОГО МАССИВА (ЮВ ТЫВА)

К.И. Гуммер

Научный руководитель профессор А.И. Чернышов

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Агардагский массив является наиболее крупным в составе Южно-Тувинского пояса и структурно приурочен к Агардагской шовной зоне, которая отделяет Сангиленский срединный массив от раннекаледонской Восточно-Таннуольской складчатой зоны [1]. Агардагский ультрамафитовый массив представляет собой линзообразное тело длиной около 20 км при ширине до 3,5 км, вытянутое в северо-восточном направлении согласно со складчатой структурой региона. С вмещающими породами ультрамафиты имеют тектонические контакты, которые осложнены тектоническими клиньями кристаллических сланцев и отторженцами ультрамафитов в породах обрамления. В зонах контакта ультрамафиты и вмещающие их сланцы интенсивно рассланцованы.

На ранних стадиях протометаморфического этапа в ультрамафитах сформировались структуры преимущественно северо-западного простирания, которые дисконформны к структуре вмещающих пород [3]. Деформация ультрамафитов протекала в условиях высокотемпературного пластического течения, при этом формирование ранней деформационной структуры связано с интенсивным деплетированием мантийного субстрата, что сопровождалось сегрегированием хромитовых тел под структурным контролем. На заключительных этапах преобразования ультрамафитов пластические деформации носили синметаморфический характер в условиях более низких температур и высоких скоростей деформации и приводили к формированию конформных структур. Эти деформации отражали перемещение и консолидацию ультрамафитов в земной коре, что сопровождалось деструкцией и переориентацией хромитовых тел.

Петроструктурные исследования направлены на выявление петроструктурных узоров оптических ориентировок оливина в дунитах с целью выявления механизмов и термодинамических условий их пластического деформирования и их связи с внутренней структурой массива.

В процессе исследований нами изучался ориентированный образец дунита из юго-западной части массива (обр. 15018). Для дунита характерна средне-, крупнозернистая протогранулярная структура с фрагментами грубозернистой. Размер зерен оливина преимущественно 3...8 мм, иногда до 20 мм и более. Форма зерен субизометричная, часто неправильная, нередко удлинённая. Границы зерен обычно плавные изогнутые, заливообразные. Дунит в значительной степени пластически деформированный, для него характерно резко выраженное неоднородное волнистое и субблоковое погасание, часто проявляются многочисленные полосы пластического излома, которые обусловлены внутрикристаллическим неоднородным трансляционным скольжением. В отдельных участках отмечается порфиорокластез с образованием тонкозернистых мозаичных агрегатов оливина по границам зерен, либо проникающий в их внутренние части. Для зерен оливина устанавливаются две системы минеральной уплощенности: субгоризонтальная (S_0) и субмеридиональная с падением на юго-запад (S_1).

Для зерен оливина выявляются предпочтительные петроструктурные узоры ориентировок кристаллооптических осей Ng, Nm и Np, которые тесно связаны с плоскостями уплощенности зерен оливина (S_0 и S_1), а также с минеральной линейностью (L) (рисунок).

Оси Ng локализируются в максимум высокой плотности (14 %), который отражает преимущественное горизонтальное расположение осей в ССЗ-ЮЮВ (субширотном) направлении. Этот максимум находится в плоскостях минеральной уплощенности (S_0 и S_1) и совмещается с линейностью L. Отмечается тенденция максимума к растягиванию в пояс в плоскостях уплощенности S_0 и S_1 . Оси Nm образуют субвертикальный пояс, нормально максимуму осей Ng || L. В нем отчетливо выделяются два локальных максимума с высокой плотностью (8 % и 10 %), которые, соответственно, располагаются в плоскостях минеральной уплощенности S_0 и S_1 . При этом, наиболее сильный максимум Nm обнаруживает тенденцию к растягиванию в пояс в плоскости S_1 . Оси Np имеют более строгий узор, они образуют вертикальный пояс концентрации нормальный Ng || L. В поясе также наблюдаются два локальных максимума высокой плотности (6 % и 8 %), которые располагаются нормально плоскостям минеральной уплощенности (S_0 и S_1). (S_0 и S_1).

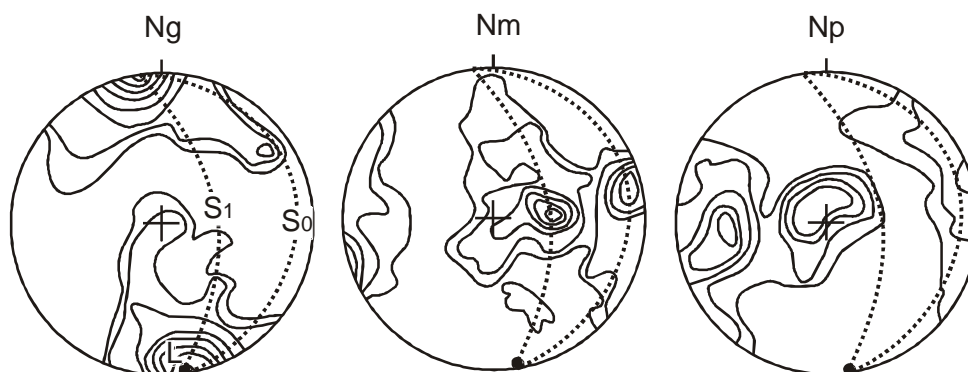


Рисунок. Диаграммы ориентировки кристаллооптических осей оливина в дуните (обр. 15018). Диаграммы построены по 100 замерам кристаллооптических осей минералов. Изолинии: 1...2...4...6...8...10...12...14 % на 1 % сетки Шмидта. Проекция на верхнюю полусферу. Точечные линии – плоскости минеральной уплощенности (S_0 и S_1), L – линейность

Анализ полученных петроструктурных узоров ориентировок оливина позволил выделить два этапа их формирования. На раннем этапе дунит претерпел высокотемпературную рекристаллизацию отжига под структурным контролем внешнего поля напряжения, которое фиксируется вертикальным максимумом осей N_p . При этом, происходил рост свободных от напряжения зерен оливина с образованием минеральной уплощенности S_0 и образованием крупно- и грубозернистой протогранулярной структуры [2].

На последующем этапе дунит претерпел существенные пластические деформации, которые осуществлялись, главным образом, высокотемпературным трансляционным скольжением в оливине по системам $(010)[100]$ и $\{0kl\}[100]$. При этом, направление пластического течения в дуните отражает минеральная линейность, совмещенная с максимумом осей Ng II $[100]$. Пластическое течение осуществлялось в условиях осевых деформаций в режиме снижения температур (от 900°) при высоких скоростях ($>10^{-4}$ с $^{-1}$) [4]. В таких условиях пластические деформации протекали в условиях неоднородного скольжения и сопровождалась искажением кристаллической структуры оливина, что находит отражение в резко выраженном неоднородном погасании и появлении многочисленных полос пластического излома, а также в частичном порфиорокластезе.

Таким образом, полученный петроструктурный узор ориентировки оливина в дуните образовался в результате высокотемпературной пластической деформации и связан с наиболее ранним этапом формирования внутренней структуры массива, контролирующим локализацию хромитового оруденения.

Литература

1. Пинус Г.В., Колесник Ю.Н. Альпинотипные гипербазиты юга Сибири. – М.: Наука, 1966. – 210 с.
2. Чернышов А.И. Ультрамафиты (пластическое течение, структурная и петроструктурная неоднородность). – Томск, 2001. – 216 с.
3. Чернышов А.И., Гончаренко А.И., Кужугет К.С., Ойдул Ч.К. Петроструктурная эволюция гипербазитов Агардагского массива (Южная Тува) и ее роль в локализации хромитового оруденения // Вопросы геологии Сибири. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1992. – Вып. 1. – С. 132–136.
4. Nicolas A., Poirier J.P. Crystalline plasticity and solid state flow in metamorphic rocks. – New York: Wiley-Interscience, 1976. – 444 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЖЕЛЕЗО-МЕДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ КАРЬЕРА ЯБЛОНЕВЫЙ ОВРАГ

Д.А. Гурьянов

Научные руководители доцент В.В. Гусев, Е.Э. Татарина
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Целью данной работы было определение минерального состава железо-медного оруденения Яблоневого оврага. Данное исследование является составной частью работ по изучению осадочных толщ Самарской Луки и генезиса рудопоявлений в них.

Образцы, содержащие медные минералы, были отобраны на склонах восточной части карьера Яблоневый овраг. Рудная минерализация встречается среди карбонатных пород верхнекаменноугольных отложений гжельского яруса. Вмещающие осадочные породы представлены в основном серым мелкокристаллическим неяснослоистым известняком.

Образцы, отобранные из зон, представленных на рис. 1, были исследованы нами с помощью дифференциального термического и рентгенофазового анализа (РФА) и методом электронной микроскопии.

Дифференциальный термический анализ (ДТА) проводили на дериватографе Q – 1500D МОМ. Рентгенофазовый анализ (РФА) проводили с помощью рентгеновского дифрактометра «ДРОН-2» на излучении $CuK\alpha$. Электронно-микроскопические исследования выполнены с использованием растрового электронного

микроскопа JEOL-6390A. Для определения элементного состава образцов в работе использовалась микрозондовая приставка.



Рис. 1. Зоны железо-медного оруденения Яблоневого оврага

Для интерпретации полученных результатов использовали сведения из работ [1 – 4].

В ходе проведенных исследований методами ДТА и РФА было установлено, что изученные образцы имеют полиминеральный состав и представлены малахитом, азурином, пиритом, ковеллином, борнитом, теноритом, гематитом, гидрогетитом, кальцитом и кварцем.

Следует отметить, что результаты, полученные с помощью электронно-микроскопических исследований, хорошо согласуются с данными, полученными методами дифференциального термического и рентгенофазового анализов. Такие минералы как малахит ($\text{CuCO}_3 \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$) и азурит ($2\text{CuCO}_3 \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$) были определены в основном в пробах, отобранных из зон зеленого и голубого цвета, характеризующихся повышенным содержанием меди и углерода, а именно: меди от 28 до 78 %, кислорода 20...55 %, углерода 6...14 %, железа – 3...7 %, серы – порядка 0,1 %. Такие минералы как ковеллин (CuS), тенорит (CuO), пирит (FeS_2), гематит (Fe_2O_3) и гидрогетит ($\text{HFeO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) были определены нами в пробах из участков черно-бурого цвета, имеющих более высокое содержание железа и серы, а именно: меди – менее 20 %, кислорода – более 40 %, железа – более 30 %, углерода – до 5 %, серы – порядка 1 %. На рисунке 2 представлены результаты электронно-микроскопического и микрозондового исследования участка медной минерализации – «Зеленой зоны».

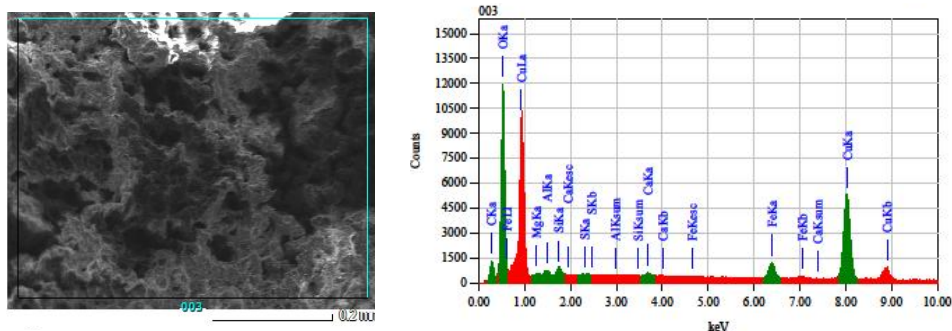


Рис. 2. Результаты электронно-микроскопического исследования «Зеленой зоны»

Таким образом, в ходе проведения исследований нами было установлено, что минеральный состав железо-медного оруденения изученных образцов представлен такими минералами как малахит, азурит, пирит, ковелин, борнит, тенорит, гематит и гидрогетит.

Литература

1. Гинзбург А.И. Методы минералогических исследований: справочник. – М.: Недра, 1985. – 480 с.
2. Гриффите Дж. Научные методы исследования осадочных пород. – М.: Мир, 1971. – 420 с.

- Иванова В.П., Касатов Б.К., Красавина Т.Н. и др. Термический анализ минералов и горных пород. – Л.: Недра, 1974. – 399 с.
- Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. – М.: ГНТИЛ по геологии и охране недр, 1957. – 835 с.

КУПРИТ ЗОНЫ ОКИСЛЕНИЯ РУБЦОВСКОГО КОЛЧЕДАННО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РУДНЫЙ АЛТАЙ)

И.В. Долгов

Научный руководитель старший преподаватель Л.А.Зырянова

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Рубцовское месторождение открыто В.Ф. Михайловым в 1970 году. Впервые руда на Рубцовском руднике была добыта в 2005 году. Окисленные руды отрабатываются с 2007 года и без дополнительного обогащения отправляются на металлургический передел [2].

Актуальность темы статьи обусловлена широким развитием и уникальным проявлением куприта в зоне окисления Рубцовского месторождения. Уникальность выражается в необычной по интенсивности купритовой минерализации и высокой степени совершенства огранки минеральных индивидов.

В связи с этим была поставлена задача – выявить факторы, влияющие на появление тех или иных простых форм куприта. В кристаллах рубцовского куприта установлены следующие простые формы: октаэдр {111}, куб {100}, ромбододекаэдр {110}, тетрагонтриоктаэдр {211}, тригонтриоктаэдр {221} и {332} и их комбинации. Октаэдр является главной формой подавляющего большинства индивидов куприта [3].

Таблица 1

Параметры элементарной ячейки различных морфологических разновидностей куприта Рубцовского месторождения

№ образца	Простая форма	Параметры элементарной ячейки – $a_0(\text{Å})$
РК-1	{111}+{100}	4.2625
РК-12	{111}	4.2662
РК- 10	{110}+{111}	4.2704
РК- 11	{211}+{332}	4.2617
Эталонный параметр элементарной ячейки [1]		4,26

Для исследования отобраны образцы куприта различных морфологических разновидностей: 1) октаэдр (обр. РК-12), 2) комбинация октаэдра и куба (обр. РК-1), 3) комбинация ромбододекаэдра и октаэдра (обр. РК-10), 4) комбинация тетрагонтриоктаэдра и тригонтриоктаэдра (обр.РК-11). По результатам рентгеноструктурного анализа рассчитаны параметры элементарных ячеек кристаллов (табл. 1).

Анализ результатов (табл. 1), показывает, что параметры элементарной ячейки куприта Рубцовского месторождения отличаются от эталона. Меньшее отклонение имеют обр. РК-11 и РК-1, представляющие комбинации соответственно {211}+{332} и {111}+{100}. Большее отклонение имеет обр. РК-10 (комбинация {110}+{111}). Обычно заметное изменение параметров элементарной ячейки связывают с изоморфным вхождением в кристаллическую решетку минерала изоморфных примесей [1]. Для выявления возможной связи химического состава куприта и параметров элементарной ячейки выполнен рентгенофлуоресцентный анализ образцов (табл. 2).

Таблица 2

Химический состав морфологических разновидностей куприта Рубцовского месторождения

№ обр.	Компоненты (мас. %)										
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MgO	CaO	Cl	As	Pb	Cu	Zn	Bi
РК-1	5,0	0,8	0,23	0,02	1,5	0,23	0,036	0,03	>50	0,006	0,0003
РК-12	5,3	0,45	0,7	0,015	1,8	0,30	0,044	0,05	>50	0,048	0,0003
РК-10	7,5	0,6	2,1	0,015	2,7	0,32	0,11	0,20	>50	0,085	0,0010
РК-11	15	1,7	1,8	0,032	2,8	0,60	0,34	1,10	>50	0,100	0,0030

Примечание: анализ выполнен Е.Д. Агаповой, ЦКП, ТГУ ГГФ, Аналитический центр геохимии природных систем.

Полученные результаты не позволяют сделать однозначных выводов. Максимальное количество примесей установлено в обр. РК-11, имеющего минимальные a_0 . Однако присутствие таких макрокомпонентов, как Al₂O₃, SiO₂ позволяет отнести примеси за счет присутствия в куприте механических включений силикатов. Для трех других образцов проявляется тенденция к росту a_0 с увеличением количества примесей (рис.).

На искусственных кристаллах показано, что развитие граней {111} и {100} зависит лишь от температуры, концентрации раствора или давления, тогда как {110} развивается только при наличии в растворе, помимо меди, других катионов [1]. Максимальное количество примесей установлено в образце, представленном

комбинацией $\{111\}$ и $\{110\}$. Возможно, высокая концентрация в растворе других, кроме Cu, компонентов стала причиной их вхождения в состав куприта и появления граней $\{110\}$.

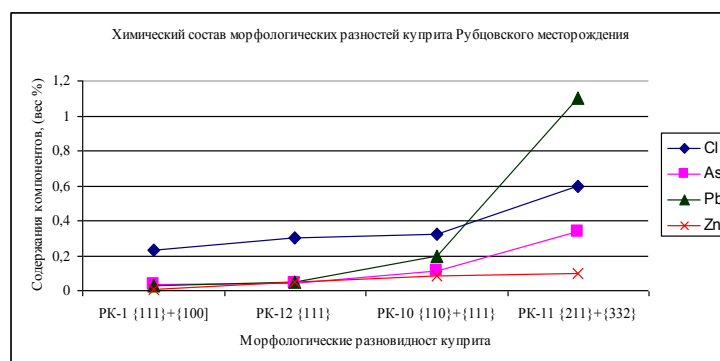


Рисунок. Диаграмма химического состава морфологических разновидностей куприта Рубцовского месторождения

Выводы.

Параметры элементарной ячейки кристаллов куприта Рубцовского месторождения непостоянны: минимальны для сложной комбинации простых форм $\{211\}+\{332\}$, максимальны для комбинации $\{111\}+\{110\}$.

Возможно, появление граней $\{110\}$ в кристаллах связано со сложным химическим составом минералообразующих растворов.

Литература

1. Минералы. Справочник. – М.: Недра, 1965. – 330 с.
2. Пеков И.В., Лыкова И.С. Рубцовское месторождение (Северо-Западный Алтай, Россия): минералогия зоны окисления // Минералогический альманах, 2011 – Т. 16. – Вып. 1. – М.: ООО «Минерал-альманах». – 93 с.

ОЦЕНКА РУДОНОСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ХРОМИТОВОЙ ЗОНЫ ГОРЫ «БАРХАТНОЙ» (КУЗНЕЦКИЙ АЛАТАУ)

Н.А. Дугарова

Научный руководитель доцент И.Ф. Гертнер

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Кузнецкий Алатау представляет собой северо-западный сегмент Алтае-Саянской складчатой области, северный склон которого, известный также как Мариинская тайга, по времени своего промышленного освоения является одной из «старейших» золотоносных провинций Сибири. Основная масса металла в регионе была добыта из россыпных месторождений в верховьях р. Кия или её крупных притоков. В качестве вероятных областей питания аллювиальных потоков золота отмечались поля развития пород офиолитовой ассоциации. Подтверждением подобных предположений служили повышенные (до промышленно значимых) концентрации металла в листовитизированных разновидностях ультрамафитов г. Зеленой и Семеновского массива, а также тесная пространственная приуроченность крупных россыпных месторождений (верховья р. Кия, рр. Талановая, Левотроицкая, Кундустуюл и др.) к горным хребтам, сложенным фрагментами древней океанической коры.

В конце 90-х годов в процессе разведки и предварительной эксплуатации ряда россыпных объектов, пространственно тяготеющих к осевой части Кузнецко-Алатауского хребта, было установлено постоянное присутствие шлиховых знаков минералов платиноидов. Среди них были отмечены сплавы «тяжелых» платиноидов – Os, Ir и Ru (рутениридоосмин, иридоосмин и рутеносмирид), сульфиды этих элементов (эрликманит, лаурит), а также железистая платина (изоферроплатина, ферроплатина) [2]. Подобный парагенезис минералов ЭПГ характерен исключительно для хромитоносных рудных горизонтов офиолитовой ассоциации [7], что допускает парагенетическую связь источников благородных металлов с комплексами древней океанической литосферы. Дальнейший поиск коренных источников платиноидов и золота предполагал обнаружение реальных или эродированных зон хромитовых руд в структурах энсиматического профиля, локализованных в осевой части хребта.

На северном склоне Кузнецкого Алатау единственным «коренным» объектом хромитовой минерализации является ультрабазитовое тело г. Бархатной, в центральной части которого поисково-разведочными работами в 60-70-х годах прошлого столетия была обнаружена локальная зона массивных и вкрапленных хромитовых руд [3]. Данная зона минерализации в последующие годы была более детально изучена в отношении деформационной структуры, особенностей минералогического состава и распределения благородных металлов в слагающих её породах [6]. В этой работе приводятся результаты комплексной интерпретации имеющихся в настоящее время геохимических и минерагенических параметров хромитов г.

Бархатной с возможной оценкой их рудоносного потенциала и реконструкции палеогеодинамического режима формирования.

Ультрамафитовый массив г. Бархатной представляет собой крутопадающее акмолитоподобное тело, вытянутое в меридиональном направлении на расстояние около 20 км при ширине 2...3 км [5], которое слагает западный фланг единого офиолитового парагенеза гор Зеленой, Северной, Заячьей и Бархатной. Внутреннее строение массива осложнено дизъюнктивными нарушениями северо-западной ориентировки. По петрографическому составу среди ультраосновных пород отмечается существенное преобладание гарцбургитов, локально представлены дуниты, хромититы и серпентиниты. Гарцбургиты и дуниты приурочены к осевой части массива и прослеживаются вдоль его удлинения, образуя своеобразный полосчатый комплекс. Собственно дуниты преобладают в центральной части ультрамафитового тела, где они вмещают хромитовое оруденение. Процессы серпентинизации интенсивно проявлены вдоль контактов массива и пересекающих его тектонических нарушений.

Главной особенностью внутреннего строения ультрамафитового тела г. Бархатной являются проявления хромитового оруденения. Наиболее крупное из них локализовано в центральной части массива. Оно представляет собой линейную зону вкрапленных руд с линзами массивных хромититов общей мощностью не менее 10...15 метров. По содержанию и характеру распределения хромшпинелидов в разрезе ультрамафитов выделяются три основные зоны (сверху вниз): а) вмещающие дуниты с аксессуарными количествами хромита (до 3...5 %); б) шпирово-полосчатые вкрапленные руды (10...40 % хромита); в) линзовидно-полосчатые густовкрапленные руды (40...80 % хромита). Собственно рудные интервалы характеризуются отчетливо выраженным такситовым строением, которое обусловлено развитием линзовидных обособлений вкрапленных, густовкрапленных и массивных хромититов среди дунитового матрикса.

По мнению многих исследователей [4, 8], важным критерием золотоплатиноносности хромититов в офиолитовых комплексах следует считать развитие рассеянной сульфидной минерализации. По результатам наших исследований в образцах хромитовых руд горы Бархатной установлены сульфиды никеля, меди и железа, а именно: хизлевудит, миллерит, пирротин, халькопирит и пирит. Из минералов собственно благородных металлов было обнаружено только самородное золото достаточно высокой пробы ($Au > 980 \%$), что подтверждает его вероятное магматическое происхождение. Следует также отметить заметную примесь Pd (до 0,03...0,05 %) и Ag (до 0,09...0,10 %) в хизлевудите и миллерите, указывающую на возможную рассеянную форму этих элементов в сульфидах. Кроме того, повышенные содержания Pt (до 0,30 %) были зафиксированы в составе железистых обособлений из хромшпинелидов рудной зоны Бархатного массива. К сожалению, пока не найдены типоморфные сплавы и сульфиды тяжелых платиноидов. Однако заметное обогащение осмием (до 121 мг/т) в интрарудном оливине густо вкрапленного хромитита (обр. Бх-34/19, данные ICP MS-LA) указывают на возможность присутствия мельчайших выделений иридоосмина или эрлихманита в силикатном или оксидном компоненте данной разновидности горных пород.

Повышенные концентрации ряда благородных металлов в этих образованиях служат прямыми геохимическими доказательствами потенциальной рудоносности хромитовых руд горы Бархатной. По данным спектрально-сцинтилляционного анализа хромитовые руды резко обогащены золотом по сравнению с другими разновидностями ультрабазитов исследуемого офиолитового парагенеза. При этом, максимальное накопление золота свойственно для густовкрапленных разновидностей руд. В настоящее время по распределению тяжелых платиноидов (Os, Ir и Ru) в породах хромитовосной зоны горы Бархатной нет данных. Тем не менее, по результатам атомно-абсорбционного анализа выделены ряд точек промышленных концентраций Pt (до 5 г/т), Pd (до 2 г/т) и Au (1...5 г/т), которые отражают вероятную зональность распределения благородных металлов в разрезе океанической литосферы региона [6].

Детальный анализ геохимических особенностей гипербазитов горы Бархатной и состава сосуществующих в них минеральных парагенезисов типа «оливин – хромшпинелид» показал, что данные породы представляют собой реститовый субстрат литосферной мантии, подвергшийся неоднократному плавлению при активном участии подвижных компонентов земной коры. Данный механизм мантийно-корового взаимодействия наиболее вероятен в зонах задугового спрединга и соответствует офиолитам «надсубдукционного» (SSZ-type) типа. Полученные в последнее время данные по распределению изотопов Nd в породах этого массива подтверждает максимальную степень деплетации его мантийного источника [1].

На основе результатов проведенных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1) минералогические и геохимические параметры пород исследуемой офиолитовой ассоциации предполагают в качестве наиболее перспективной на благородные металлы зону хромитовой минерализации на горе Бархатной;

2) хромититы могли выступать в роли контрастного геохимического барьера и способствовать локальному осаждению в их структуре золота и платиноидов;

3) минералого-геохимические особенности гипербазитов горы Бархатной допускают высокие степени плавления мантийного субстрата и дополнительную «коровую» сульфидизацию надсубдукционного клина, которые считаются благоприятными факторами для формирования промышленных концентраций благородных металлов в хромитовых рудах офиолитовых комплексов.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (государственные задания и соглашения 14.В37.21.0686, 14.В37.21.1257, 14.В37.21.1906, 5.3143.2011).

Литература

1. Гертнер И.Ф., Краснова Т.С., Баянова Т.Б., Дугарова Н.А., Врублевский В.В. Изотопно-геохимическая неоднородность офиолитов Кузнецкого Алатау: оценка возраста формирования и источников вещества литосферы Палеоазиатского океана // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Материалы совещания. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2012. – С. 55–56.
2. Гертнер И.Ф., Краснова Т.С., Сергеев В.Н. и др. К проблеме платиноносности хромититов из офиолитовых комплексов северного склона Кузнецкого Алатау // Золото, платина и алмазы Республики Коми и сопредельных регионов: Мат. Всерос. конф. – Сыктывкар: Геопринт, 1998. – С. 103–104.
3. Гончаренко А.И. Гипербазиты северной части Кузнецкого Алатау / Дисс. ...канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 1969. – 311 с.
4. Додин Д.А., Ланда Э.А., Лазаренков В.Г. Платинометалльные месторождения мира. Т. 2. Платиносодержащие хромитовые и титаномагнетитовые месторождения. – М.: ООО Геоинформцентр, 2003. – 409 с.
5. Коновалова О.Г., Прусевич Н.А. Дунит-гарцбургитовые массивы Кузнецкого Алатау и Салаира. – Новосибирск: Наука, 1977. – 166 с.
6. Краснова Т.С. Петрология ультрамафитовых массивов гор Северной-Зеленой и Бархатной (Кузнецкий Алатау) / Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2005. – 20 с.
7. Legendre O., Auge T. Mineralogy of platinum group mineral inclusions in chromitites from different ophiolite complexes // Metallogeny basic and ultrabasic rocks: Proc. Conf. – Edinburg, 1986. – P. 361–372.
8. Prichard H.M., Lord R.A., Neary C.R. A model to explain the occurrence of platinum- and palladium-rich ophiolite complexes // Journal of Geological Society, – London. – 1996. – V. 153. – P. 323–328.

ОСОБЕННОСТИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ЭПИДОТ-КВАРЦЕВЫХ МЕТАСОМАТИТОВ ЦАХИРИНСКОГО РЕДКОМЕТАЛЬНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ МОНГОЛИЯ)**К.С. Зенина**

Научный руководитель доцент С.И. Коноваленко

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Халдзан-Бурегтейская группа массивов щелочных гранитоидов и одноименное редкометальное месторождение расположены в западной Монголии, в Озерной зоне, в 45 км к северо-востоку от областного центра г. Кобдо [1]. В 30 км к северу от массива находится Цахиринское месторождение, руды которого имеют существенно эпидот-кварцевый состав [2].

Эпидот-кварцевые метасоматиты участка Цахирин слагают жиллообразные в плане неправильной формы тела. Преимущественные азимуты простирания – 300...320°. Углы падения варьируют в широких пределах от пологих до вертикальных. Помимо жиллообразных тел, в северо-западной части участка установлены эллипсоидальные тела метасоматитов размером 400×300 и 100×70 м [1].

В приконтактных участках эпидот-кварцевые метасоматиты последовательно сменяются узкими зонами кварц-актинолит-эпидотовых пород и микроклинизированных долеритов [2]. Исследованные эпидот-кварцевые метасоматиты представляют собой породы зеленовато-серого цвета средне- и крупнозернистого строения, массивной текстуры. Структура преимущественно гранобластовая, а также пойкилобластовая.

Метасоматиты сложены кварцем, эпидотом, альбитом, кальцитом, хлоритом. Акцессорные минералы представлены мелкими зёрнами или кристаллами неправильной формы. Среди акцессорных минералов наблюдаются циркон и ортит. Микроскопически также установлены единичные выделения фергюсонита и сфена.

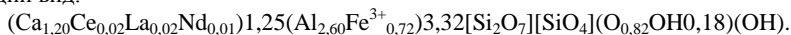
Наиболее ранним минералом в метасоматитах участка Цахирин является альбит, а завершается процесс минералообразования формированием почти мономинеральных участков крупнозернистого кварца, в друзовых пустотах которого отлагается кальцит. К этому же позднему периоду относится выделение по трещинкам хлорита, который образует сферолиты радиально-чешуйчатого строения. По данным рентгеноструктурного анализа хлорит месторождения представлен тюрингитом. Параметры элементарной ячейки соответствуют эталонным и равны: $a_0 = 5,39$, $b_0 = 9,33$, $c_0 = 14,10$; $\beta = 97^\circ 20'$ [3].

Кварц в метасоматитах представлен двумя генерациями. Распределен неравномерно, в целом несколько обособленно от участков, сложенных ортитом и цирконом. Ранняя генерация образует зёрна до 3 мм. Поздний кварц слагает порфиробласты, включающие мелкие ксеноморфные зёрна эпидота. Зёрна кварца лишены кристаллографических форм. Полевой шпат дает с кварцем графическую микротекстуру, имеет полисинтетическое двойникование. Карбонат представлен кальцитом, на что указывают при микроскопическом исследовании оптические свойства: спайность по ромбоэдру, псевдоабсорбция, перламутровые цвета интерференции. Он слагает тонкие прожилки и сегрегации в инстерстициях ранних минералов.

Эпидот в метасоматитах представлен хорошо образованными кристаллами призматического облика фишашкового либо темно-зеленого цвета. Пространственно он связан с ортитом и кальцитом. Реже ассоциирует с цирконом. Спектральным анализом в эпидоте установлены следующие примесные элементы: свинец, медь, титан, цинк, марганец, бериллий, а также редкоземельные элементы.

Из данных спектрального анализа следует, что преобладающим редкоземельным элементом является церий, далее следуют в убывающем порядке лантан, иттрий, иттербий. Из элементов-примесей представляет интерес присутствие кадмия и галлия. Примесь бериллия, по-видимому, обусловлена замещением им кремния в структуре эпидота. Повышенные содержания марганца, вероятно, связаны с изоморфным замещением кальция, так как ионные радиусы кальция и марганца близки.

Кристаллохимическая формула эпидота составлена по данным химического анализа и имеет следующий вид:



Для эпидота была получена рентгенограмма, на основе которой были рассчитаны параметры элементарной ячейки: $a_0 = 8,88$, $b_0 = 5,62$, $c_0 = 10,17$; $\beta = 115$ [3], которые соответствуют эталонным.

Ортит исследуемых метасоматитов представлен метамиктной разновидностью. Он образует призматические, несколько уплощенные кристаллы размером до 1 см и более характерного бархатно-черного цвета с сильным смолистым (до жирного) блеском.

Данные микрозондового анализа ортита Цахирина показывают, что состав минерала не постоянен. Особенно сильно меняются содержания Al и Fe, что свидетельствует о том, что основные изоморфные замещения происходят в октаэдрической позиции структуры минерала. Вместе с тем известно, что главное изоморфное замещение в минералах группы ортита идет по гетеровалентной схеме и связано с заменой Ca_{2+} и Al_{3+} на Fe_{2+} с TR_{3+} [4]. В этой связи соотношение Fe_{2+}/TR_{3+} теоретически в ортитах не должно превышать 1. Однако в пересчитанных микрозондовых анализах оно гораздо выше и составляет 1,48...2,2. Данное обстоятельство, по-видимому, отражает специфику процесса минералообразования на участке, характеризующуюся повышенным фоном щелочности, когда активной формой железа является именно трехвалентная. По этой причине несомненно, что часть общего железа в пробах, рассчитанная на двухвалентную форму, относится к трехвалентной. Нельзя забывать и то, что значительная масса выделений ортита, как показывает изучение образцов и шлифов, образуется за счет замещения предшествующего ему эпидота, в котором практически все железо представлено трехвалентной формой. Повышенную железистость ортита Цахирина отмечали и все предшествующие исследователи (Г.В. Андреев, П.М. Карташев). П.М. Карташовым с соавторами [5] был выделен даже новый член эпидотовой группы ферриортит – $(Ce) - CaCeFe_{3+}AlFe_{2+}(SiO_4)(Si_2O_7)O(OH)$, в котором железо практически поровну представлено обоими валентными формами, а количество Al снижено.

Содержание лантаноидов в ортите также меняется от пробы к пробе (ΣTR_2O_3 12,6...24,0), укладываясь в интервал, характерный для минерала. Спектр редких земель остается неизменным. В нем всегда преобладает Ce, вторым по присутствию является La, третьим – Nd. Характерна довольно существенная примесь титана (до 1,65 мас.%). Повышенное содержание в минерале титана, возможно, обусловлено мельчайшими включениями сфена, которые обнаруживаются при микроскопическом исследовании и устанавливаются при микрозондировании образцов.

Для ортита были получены рентгенограммы, снятые до прокаливания, после прокаливания до $900^\circ C$ и при $1000^\circ C$. Минерал оказывается рентгеноаморфным, он не дает четкую рентгеновскую картину. Кристаллическая структура минерала восстанавливается при прокаливании до $900^\circ C$. В этом случае при съемке он дает дифрактограмму, близкую к эталонной. Рассчитанные по ней параметры элементарной ячейки равны: $a_0 = 8,97$; $b_0 = 5,70$; $c_0 = 10,13$; $\beta = 115^\circ 00'$. При дальнейшем нагреве ортита (выше $1000^\circ C$) он, судя по дифракционной картине, переходит в смесь оксидов присутствующих в составе химических элементов (Ce, Fe и др.). На дифференциальной кривой нагревания ортита обнаруживаются три хорошо выраженных экзотермических пика. Первый эффект при температуре $273^\circ C$ скорее всего связан с окислением Fe^{2+} , поскольку ортит Цахирина по данным предыдущих исследователей [1] представлен предельно железистой разновидностью. Два высокотемпературных пика (772 и $803^\circ C$) очевидно, связаны с процессами рекристаллизации и переходом минерала в кристаллическое состояние.

Спектральным анализом в метамиктном ортите участка обнаруживаются значительно повышенные содержания следующих примесных компонентов: Zr, Sr, Nb, Y, Yb, P, U и Th. Этот перечень примесей полностью отражает всю металлогеническую специфику проявления, специализированного в отношении Zr, TR, Nb, отчасти Be и Th.

Кристаллохимическая формула ортита согласно данным химического анализа: $(Ca_{1,15}Ce_{0,33}La_{0,20}Nd_{0,1})_{1,78}(Al_{1,65}Fe_{1,36}Ti_{0,01})_{3,02}[Si_2O_7][SiO_4](O_{0,44}OH_{0,56})(OH)$

Циркон среди аксессуарных минералов данных метасоматитов распространен наиболее широко. Количество его местами доходит до 1...3 %. Минерал образует хорошо ограненные кристаллы, являющиеся комбинацией тетрагональной призмы и дипирамиды размером до 3...4 мм, кристалломорфологический тип циркона – гиацинтовый. Нередко минерал встречается кроме этого в неправильных зернах и прожилках, заполняя межзерновые пространства в кварце, с которым он тесно ассоциирует. Совместных сростаний ортита и циркона не встречено. Эти минералы пространственно разобщены. Зерна циркона обычно имеют зональное строение, выраженное наличием секторов различной окраски. Цвет минерала розовато-коричневый до красноватого, блеск приглушенный, несколько тусклый. Для циркона метасоматитов были получены рентгенограммы и по ним рассчитаны параметры элементарной ячейки: $a_0 = 6,58$; $c_0 = 5,93$, они оказались соответствующими эталонным. Спектральным анализом в цирконе обнаружен широкий спектр примесных элементов. Существенная часть их (Sn, TR, Hf, Nb, Fe, Ti) несомненно, имеет изоморфное происхождение, остальные, по-видимому, связаны с механическими включениями посторонних минеральных фаз (Cr, Sr, Ba, Ga и др.). Изучаемый циркон характеризуется низким отношением Zr/Hf ($Zr/Hf = 0,34$). Микрозондовый анализ выявил в цирконе метасоматитов повышенные концентрации Th, Nb и Fe.

Кристаллохимическая формула циркона, составленная по данным химического анализа: $(Zr_{0,94}Nb_{0,04}Fe_{0,02}Th_{0,01})_{1,01}[SiO_4]$.

Таким образом, установлено, что эпидот-кварцевые метасоматиты участка Цахирин сопровождаются комплексной ниобий-цирконий-редкоземельной минерализацией. Редкоземельные элементы концентрируются в

основном в ортите. Рудные метасоматиты формировались в четыре стадии послемагматического метасоматоза: раннюю щелочную, кислотного выщелачивания, осаждения рудного вещества и пострудную. Наиболее важной была стадия выщелачивания, совмещенная с последующим отложением рудного вещества, когда произошел распад комплексных соединений, в виде которых Zr, Nb и TR выносились растворами из остывающего массива интрузивных пород.

Литература

1. Андреев Г.В., Рипп Г.С., Шаракшинов А.О. Редкометалльная минерализация щелочных гранитоидов Западной Монголии. – Улан-Удэ, 1994. – 137 с.
2. Андреев Г.В., Рипп Г.С. Редкометалльные эпидот-кварцевые метасоматиты массива Халдзан – Бурэгтэг // ЗВМО, 1996. – №6. – С. 24–30.
3. Франк-Каменский В.А. Рентгенография основных типов породообразующих минералов. – Л.: Недра, 1983. – 359 с.
4. Хвостова В.А. Минералогия ортита // Тр. ИМГРЭ, 1962. – Вып.14. – 147 с.
5. Kartashov P.M., Ferraris G., Ivaldi G., Sokolova E.V., McCammon C.A., Ferriallanite-(Ce), $\text{CaCeFe}^{3+}\text{AlFe}^{2+}(\text{SiO}_4)(\text{Si}_2\text{O}_7)\text{O}(\text{OH})$, a new member of the epidote group: description, X-ray and mossbauer study // Can. Mineral, 2002. – V. 40. – P. 1641–1648.

РТУТЬ В ДОННЫХ ОСАДКАХ КОТЛОВИНЫ ДЕРЮГИНА И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ЧАСТИ ОХОТСКОГО МОРЯ

М.В. Иванов

Научный руководитель заведующий лабораторией А.С. Астахов

Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток, Россия

Котловина Дерюгина Охотского моря известна многочисленными эндогенными источниками, которые могут поставлять ртуть в морскую воду и осадки [1].

Для определения ртути в поверхностных донных осадках использовался отечественный анализатор ртути РА-915+ с пиролитической приставкой ПИРО-915. На этом приборе можно с высокой селективностью определять ртуть в различных объектах природной среды. Его приставка ПИРО-915 позволила определять содержание ртути в твердой фазе методом пиролиза. Нижний предел обнаружения – 0,5 нг/г. Стандартными образцами на ртуть служили ГСО 7183-95, СПДС-1,2,3. Внешний контроль выполнялся в лаборатории фирмы-производителя (ООО Люмэкс, г. Санкт-Петербург). Статистические параметры распределения были определены с помощью программы GeoStat (версия 7.06). Типичный уровень содержания химического элемента, в данном случае Hg, считается среднефоновым содержанием – Сф. Его еще называют фоновым содержанием, т.е. Сф=Сме. При его оценке аномальные и ураганные содержания не принимались во внимание.

Котловина Дерюгина Охотского моря характеризуется выборкой 51 пробы поверхностных донных осадков, которые подразделяются на 3 группы: 1) пробы до глубин 250 м (n=12); 2) в интервале 250...1450 м (n=22) и 3) в интервале 1450...1750 м (n=17). Содержания Hg в целом для данного полигона варьируют от 6 до 421 нг/г при среднем и медианном содержании соответственно 48 и 29 нг/г. Фон равен 29 нг/г (рис. 1).

Низкие содержания зафиксированы для глубин до 250 метров и составляют около 12 нг/г. При увеличении глубины содержания ртути резко увеличиваются до 75 нг/г, в самой котловине Дерюгина (глубина 1450...1750 м) достигают 150 нг/г. Повышенные содержания для этого района составляют 421 нг/г. Максимальные содержания (702 нг/г) установлены в районе эндогенных источников (“Баритовые горы”).

Содержания ртути в поверхностных донных осадках по профилю А-Б (Шантарские острова – о. Парамушир) находятся в интервале 8...100 нг/г при среднем содержании 29 нг/г (n=60). Это намного меньше, чем в районе котловины Дерюгина, что еще раз доказывает влияние известных эндогенных источников на содержание ртути.

При анализе распределения ртути по колонкам было выделено несколько типов распределения. В некоторых колонках донных осадках котловины Дерюгина содержания по вертикали находятся в районе фоновых. Такие колонки характерны для восточного склона шельфа о. Сахалин и банки Кашеварова. В остальных колонках котловины Дерюгина содержания по колонке уже намного выше, и содержания сильно варьируют (25...650 нг/г) по вертикали.

В верхней части материкового склона о. Сахалин большинство колонок, сложенных диатомовыми илами, имеет очень низкие и равномерные содержания по всему разрезу. При этом, изменения в вещественном составе осадков, наличие газогидратов, карбонатной минерализации, прослоев пирокластики и слоев диагенетических изменений, не сказываются существенным образом на содержании ртути. Ее средние содержания равны 15...25 нг/г, близки отмеченным в качестве фоновых (29 нг/г) для осадков Охотского моря. Исключение составляет колонка Ge99-29, в нижней части которой выявлены резко изменчивые и аномальные содержания. Максимальные концентрации ртути характерны для осадков, залегающих под слоем газогидратов, хотя ее очень высокие содержания отмечены также в некоторых горизонтах выше. В целом, вся колонка отличается более высокими содержаниями ртути по сравнению с другими колонками, отобранными в этом районе [1].

В центральной части котловины почти повсеместно выявлено значительное увеличение содержаний в голоценовых отложениях и особенно в их верхнем горизонте, сложенном диатомовыми илами с возрастом до

6...8 тыс. лет. Среднее содержание ртути в этом горизонте изменяется весьма значительно. В нижележащих верхнеплейстоценовых отложениях содержания ртути значительно ниже и отличаются относительно малой изменчивостью при средних ее содержаниях 35...40 нг/г. В некоторых колонках в верхнеплейстоценовых отложениях отмечаются существенные вариации содержания ртути, обусловленные, вероятно, различиями в вещественном составе осадков, например, включениями песчаных прослоев турбидитов.

Повышенные и аномальные содержания ртути в позднеплейстоценовых отложениях характерны только для колонок Ge99-36 и 9310 из района “Баритовых гор”. В них голоценовые осадки отсутствуют и на поверхность дна выходят позднеплейстоценовые отложения. Они отличаются наличием аутигенной баритовой и карбонатной минерализации, причем в колонке 9310 она проявлена более интенсивно.

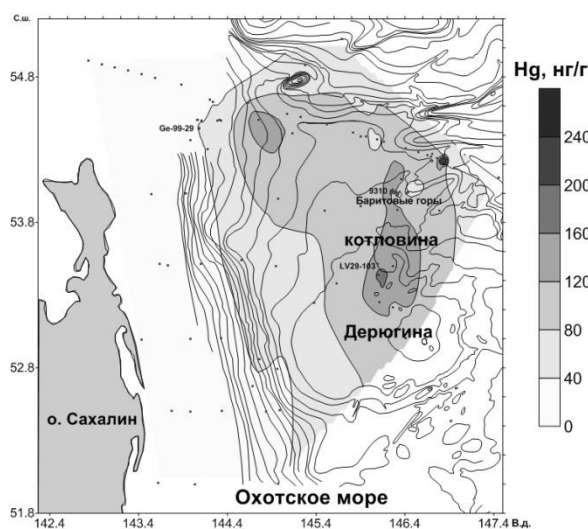


Рис. 1. Содержание ртути в поверхностных донных осадках котловины Дерюгина и прилегающей части Охотского моря. Точками показаны станции отбора, изолиниями – рельеф дна (м)

В наших исследованиях мы столкнулись с несколькими формами ртути, которые характеризуются максимумами выхода при температуре 250...290° С для физически сорбированной формы, 331...320° С для хемосорбированной и 350...410° С для сульфидной. В основном в донных осадках котловины Дерюгина ртуть присутствует в сульфидной форме, исключение составляет колонка Ge99-29, где можно предполагать 3 формы нахождения ртути. В пробах с высоким содержанием ртути из котловины Дерюгина термограмма выхода ртути для различных горизонтов колонки донных осадков различна. Это связано с неоднородностью донных осадков, что обусловлено геологическими процессами, происходящими на дне котловины. В колонке LV29-103 в интервале 280...330 см и 890...940 см анализировался пирит, при анализе кривая его термограммы ведет себя неустойчиво. В интервале 890...940 см максимум выхода приходится на 450° С, ртуть также находится в сульфидной форме.

Колонка 9310 характеризуется присутствием физически сорбированной и хемосорбированной формы ртути, что видно из термограммы, где кривая свой максимум достигает не резко, как, например, в пробах Амурского залива Японского моря.

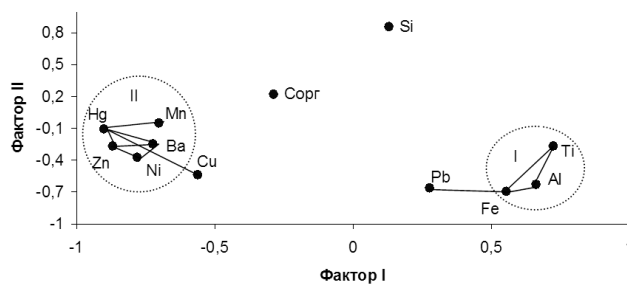


Рис. 2. Диаграмма факторных нагрузок (метод главных компонент, вращение вэримакс) и значимые положительные корреляционные связи химических элементов донных осадков котловины Дерюгина Охотского моря. Линиями показаны очень сильные корреляционные связи

Для оценки степени близости распределения и влияния отдельных элементов на общий химический состав изученных проб был выполнен корреляционный и R-факторный анализ массива данных (94 пробы). Диаграммы в пространстве первого и второго R-фактора иллюстрируют обособление отдельных элементов (Si, Сорг, и 2 полиэлементные ассоциации (рис. 2). Основу ассоциации составляет марганец, имеющий положительные корреляционные связи не только с ртутью, но и с другими микроэлементами (Ba, Zn, Ni). Такие закономерности присущи районам с природным поступлением ртути.

Литература

1. Астахов А.С., Валлман К., Иванов М.В., Колесов Г.М., Саттарова В.В. Распределение ртути и скорость ее накопления в верхнечетвертичных отложениях котловины Дерюгина Охотского моря // Геохимия. – М., 2007. – Т. 45. – № 1. – С. 54–70.

ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И МЕТОДЫ ИХ ИЗУЧЕНИЯ

Е.Р. Исаева

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Росси

Современный этап учения о постседиментационных преобразованиях осадочных пород находится на стадии трансформирования. Так, большинство исследователей придерживаются классической схемы стадийного преобразования осадочных пород, включающей стадии диагенеза, катагенеза и метагенеза [2, 3]. Но сравнительно недавно универсализм такой схемы стал подвергаться сомнению [1, 5]. И часть исследователей, пока еще немногочисленная, считают, что необходимо расширить рамки учения о постседиментационных процессах, так как классическая схема постседиментационных преобразований осадочных пород оказалась справедливой лишь для длительно, стабильно и интенсивно погружающихся тектонических депрессий. Но даже в таких системах при детальном изучении установлены факторы (фациальная природа отложений, переслаивание различных типов пород, состав седиментофонда, и др.), активизирующие или замедляющие преобразования внутри разрезов осадочных комплексов. Очевидно, что одни только стадийные изменения отнюдь не исчерпывают всего многообразия постседиментационных изменений осадочных пород.

В теоретической концепции Б.А. Лебедева [1] постседиментационные процессы рассмотрены с позиций стадийного и наложенного эпигенеза. Это стало возможным только после накопления огромного объема материала по этой проблеме. Особенно важным является представление о пустотном пространстве осадочных пород как о важнейшем факторе их эволюции. Наличие первоначального седиментационного пустотного пространства предопределяет наличие и движение захороненных флюидов. В свою очередь, движение флюидов, усиленное дислокационными процессами, влияет на состояние пустотного пространства.

Таким образом, не только первоначальные седиментационные условия, но и вторичные процессы являются ответственными за формирование пустотного пространства пород-коллекторов. Они либо улучшают его в процессе выщелачивания, либо ухудшают при вторичном минералообразовании. В целом инфильтрация флюидов оказывает решающее влияние на формирование вторичных коллекторов нефти и газа. Процессы углекислотного метасоматоза приводят к формированию вторичных минеральных продуктов, представленных основными эпигенетическими образованиями, существенно влияющими на коллекторские свойства обломочных пород – глинами (прежде всего каолинитом и, в меньшей степени, гидрослюдами), а также карбонатами, ухудшающими их фильтрационно-емкостные свойства.

В своей работе «Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах» Б.А. Лебедев показал, что реакции наложенного эпигенеза могут приводить к формированию как положительных, так и отрицательных литогеохимических аномалий. Интенсивность аномалий, как правило, не велика, поэтому для надежного их выделения необходимы количественные методы определения химического состава осадочных пород [1].

К количественным методам относится ядерно-физический метод определения U и Al_2O_3 в осадочных породах [4]. Уран может быть использован как геохимический индикатор процессов наложенного эпигенеза. Известно, что седиментационные процессы в результате длительного контакта морской воды с породой способствуют установлению геохимического равновесия между ураном и алюмоокислотными минералами. Содержание урана в породах-коллекторах изменяется в пределах от $0,9 \cdot 10^{-4}$ до $4,0 \cdot 10^{-4}$ и в среднем составляет $1,99 \cdot 10^{-4}$ для песчаников и $2,6 \cdot 10^{-4}$ для алевролитов. Такие содержания урана характерны для пород, не затронутых процессами наложенного эпигенеза. Геохимическое равновесие может быть нарушено процессами углекислотного метасоматоза, а также процессами органического синтеза геополимеров (кероген типа II) или ураноносных битумов. Установлено, что при развитии процессов углекислотного воздействия на обломочные горные породы содержания урана убывают наряду с уменьшением концентраций петрогенных компонентов. То есть по величине отношения U к Al_2O_3 можно прогнозировать зоны разуплотненных пород-коллекторов. Следовательно, геохимию урана и глинозема можно использовать в целях оценки и картирования интенсивности проявления процессов наложенного эпигенеза, а также в качестве практического инструмента выделения благоприятных для скопления нефти и газа интервалов в разрезе скважин.

Литолого-петрографические и ядерно-геохимические исследования были проведены по керну скважины Северо-Ванкорская-1, пробуренной в северо-восточной части Западной Сибири. Литолого-петрографические исследования показали, что эпигенетические процессы в данной скважине представлены битуминизацией,

окварцеванием, пиритизацией, карбонатизацией, которые ухудшают или слабо влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов. Также были выявлены зоны с широко развитыми процессами каолинизации и слюдизации, которые, в свою очередь, улучшают ФЕС. А в результате ядерно-геохимических исследований по шламу скважины Северо-Ванкорской 1, были выявлены зоны с отрицательными аномалиями, то есть зоны выноса урана, которые свидетельствуют о процессах углекислотного метасоматоза и, как следствие, процессах наложенного эпигенеза. Петрологические и геохимические данные коррелируются.

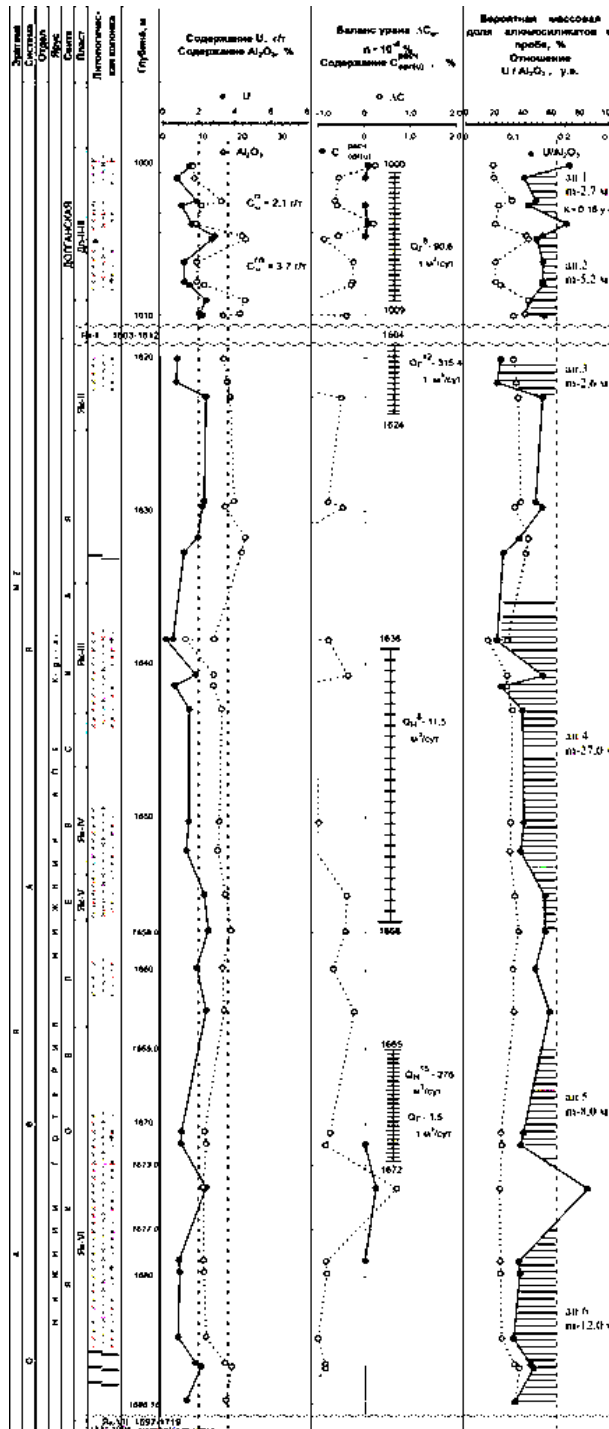


Рис. Литогеохимический разрез Северо-Ванкорской скважины 1

Детальные литогеохимические исследования разреза скважины Северо-Ванкорской 1 не обнаружили нефтематеринских отложений, имеющих существенную мощность и высокое содержание ураноносного нефтегенерирующего керогена - такие породы располагаются глубже. Возможно, что накопление керогена типа

Таким образом, на основе комплексного литолого-петрографического, ядерно-геохимического и битуминологического изучения керна и шлама разреза скважины выделены интервалы разуплотненных пород (возможных пород-коллекторов) и пород, относительно уплотненных (вероятных флюидоупоров), в пределах которых при благоприятных обстоятельствах вероятно формирование залежей УВ.

На рисунке 1 показан литогеохимический разрез Северо-Ванкорской скважины 1. Штриховкой выделены зоны развития реакций наложенного эпигенеза (зоны отрицательных геохимических аномалий). Хорошо видно, что накопление УВ происходит в зонах развития эпигенетических процессов, интенсивность которых закономерно уменьшается вверх по разрезу. При этом уменьшаются и притоки УВ.

Как показывает анализ разреза Северо-Ванкорской 1 (рис.), интервалы разреза с проявлениями нефтегазоносности по результатам испытаний, в основном, соответствуют интервалам сильно разуплотненных пород.

Стадиальные преобразования выразились в уплотнении обломочных пород, уменьшении эффективной пористости и проницаемости коллекторов, отжати из осадков вод и формировании новой водной фазы с измененными гидродинамическими параметрами и минерализацией, перекристаллизации тонкозернистых пород в породы с более крупнокристаллической структурой и др.

Таким образом, стадиальный эпигенез только скорректировал фильтрационно-емкостные свойства отложений, но существенно не изменил закономерностей размещения коллекторов, определяемых условиями седиментации. В то же время, в результате наложенно-эпигенетических процессов произошло перераспределение физических и фильтрационных свойств пород. Растворение пород, протекающее в локальных участках под воздействием на них глубинной (зоны дизъюнктивов) и сопровождающей мигрирующие углеводороды (газо- и нефтенасыщенные коллекторы) углекислоты и агрессивных растворов, образованных при окислении нефти, способствовало возникновению вторичной пустотности, а вынос и отложение растворенных компонентов – образованию вторично сцементированных пород. При этом, создаются благоприятные условия не только для поступления углеводородов в коллектор, но и сохранению залежей.

П происходило в отложениях пермского, девонского и более древних возрастов, для которых известны уровни развития нефтематеринских пород. Согласно флюидодинамической модели нефтегазообразования, рожденные в недрах Земли углеводороды вполне могли мигрировать в вышележащие отложения. Об этом убедительно свидетельствуют процессы наложенного эпигенеза, зафиксированные при проведении литогеохимических работ.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах JT, 1992. – 239 с.
2. Логвиненко Н.В., Орлова Л. В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л., 1987. – 237 с.
3. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза: В 3 томах. –М.: Наука, 1960–1962. –Т. 1. – 212 с.; Т. 2. – 574 с; Т. 3. – 540 с.
4. Столбов Ю.М., Фомин Ю.А., Столбова Н.Ф. Возможность применения прикладной геохимии урана при исследовании процессов наложенного эпигенеза терригенных отложений Западной Сибири / Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Тр. II. Международной конференции. – С-Петербург.: Изд-во ВНИГРИ, 2000. – С.160–171.
5. Япаскерт О.В. Стадиальный анализ литогенеза. Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 142 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

Н.Н. Карпова

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На перспективе нефтегазоносности палеозойских отложений было обращено внимание еще в 30-50-х гг. прошлого столетия, а проблема освоения месторождений с коллекторами карбонатного типа приобретает все большее значение. За последние годы в карбонатных отложениях открыт ряд новых крупных месторождений, однако их разработка затруднена из-за сложности строения карбонатных комплексов, неоднозначности типов и свойств коллекторов в пределах резервуара. Несмотря на то, что проблемой нефтегазоносности карбонатных отложений занимается все больше специалистов, изученность этой проблемы не в полной мере удовлетворяет современные запросы науки и промышленности в этом направлении [1, 2]. Кроме того, важным для изучения свойств нефтегазового пласта, дальнейшего проектирования его разработки является качественное и количественное определение вещественного состава карбонатных пород-коллекторов [4].

На примере палеозойских карбонатных отложений, вскрытых скважиной № 2 на Чкаловском месторождении (Томская область), нами проведено уточнение вещественного состава карбонатных пород методом инфракрасной спектроскопии [3]. Спектры инфракрасного поглощения образцов, отобранных из кернового материала исследуемого участка, регистрировались на спектрофотометрах Specord 75IR, Specord M40 в интервале $400 \dots 4000 \text{ см}^{-1}$ с разрешением $0,01 \text{ см}^{-1}$, а также на спектрофотометре с преобразователем Фурье IRPrestige-21 фирмы «Shimadzu» (FTIR – 8400S) в интервале $300 \dots 4000 \text{ см}^{-1}$ с разрешением $0,001 \text{ см}^{-1}$ (FT-IR) с помощью программного обеспечения IRsolution.

Установлено, что изучаемая карбонатная толща сложена тремя типами пород: кальцитовыми песчаниками, тонкозернистыми известняками, мраморами. Первые два типа являются первично-осадочными и позволяют установить их генетическую природу. Основой для их выделения служит величина зерен кальцита, из которых они состоят. К кальцитовым песчаникам отнесены те разности, которые состоят из обломков кальцита величиной более $0,1 \text{ мм}$, сцементированных в тонкозернистые агрегаты. Тонкозернистыми известняками названы карбонатные породы, состоящие из зерен кальцита с размерами менее $0,1 \text{ мм}$. Важным элементом представленных пород является наличие в них своеобразных карбонатных корочек, которые явились исходным материалом для обломочных известняков.

Визуальное и микроскопическое изучение пород позволило в разрезе исследуемой карбонатной толщи выделить 16 пластов. Все они сложены в основном известняками, один пласт представлен мраморами, кроме того, мраморы редко отмечаются в единичных образцах и среди других пластов.

На рисунке 1 представлен фрагмент разреза скважины № 2 Чкаловского месторождения с кратким литологическим описанием пород, выполненным А.Ф. Сенаколисом на основе их микроскопического изучения [4].

В интервале глубин $3001 \dots 2997 \text{ м}$ залегает пласт светло-серых тонко- и мелкозернистых мраморов, образовавшихся в результате преобразования тонкозернистых известняков и кальцитовых песчаников, о чем свидетельствуют реликты этих пород, сохранившиеся в мраморах. Мраморизация проходила по зонам трещиноватости локально, мощность зоны составляет 4 м . На мраморах залегают 2 пласта, представленные неизменными черными тонкозернистыми известняками с тонкозернистыми корочками, разделенные маломощным пластом мелкозернистых песков. Мощность тонкозернистых известняков с прослоем кальцитовых песков составляет $10,6 \text{ м}$, что свидетельствует о длительном пересыщении вод карбонатами кальция. Вышележащие три маломощных пласта мелко- и среднезернистых кальцитовых песчаников формировались в условиях снижения степени пересыщения морской воды карбонатами кальция. Карбонатных минералов, кроме кальцита CaCO_3 , не выявлено.

Глубина, м	№ образца	№ пачки	Краткая литологическая характеристика
2988	3353	6	Тёмно-серые среднезернистые кальцитовые песчаники, местами слоистые.
	3354	5	Тёмно-серые среднезернистые кальцитовые песчаники с карбонатными корочками.
	3358	4	Чёрные тонкозернистые известняки с мелкозернистыми карбонатными корочками. Видна тонкая слоистость. Угол падения 40...50°.
		3	
2994	3370	2	Тёмно-серые до чёрных тонкозернистые известняки с тонкозернистыми карбонатными корочками. Местами отмечаются прослои кальцитовых песчаников. Видна тонкая слоистость. Угол падения 40...50°.
	3377		
3000	3381	1	Светло-серые до белых тонко и мелкозернистые мраморы. В мраморах отмечаются слои реликтовых кальцитовых песчаников.

Рис. 1. Фрагмент палеозойского разреза в скважине № 2 Чкаловского месторождения

В спектрах инфракрасного поглощения мраморов (обр. №3381) и тонкозернистых известняков отмечается наличие лишь нескольких характеристических полос поглощения: 1420, 872, 711 см⁻¹, которые приписываются колебаниям ионов, составляющих карбонат кальция с решеткой кальцита. Лишь у некоторых образцов присутствует полоса 465 см⁻¹, отражающая одно из характерных колебаний [SiO₄]-тетраэдров, что свидетельствует о присутствии примеси силикатных минералов. Поглощение в области 3420 см⁻¹ связывается с колебаниями ОН - групп, ассоциированных с карбонатным СО₃-ионом. Присутствие в ИК-спектрах только лишь этих отмеченных полос указывает на высокую степень чистоты известняков в этом интервале глубин.

В образце №3370 обнаружено присутствие арагонита по характерной двойной полосе поглощения 711 и 699 см⁻¹, что отражает условия формирования осадков и особенности строения толщи. Ритмическое чередование тонкозернистых известняков и кальцитовых песчаников сопровождается появлением доломитистых известняков (обр. № 3358 и обр. № 3354) и доломитов (обр. № 3353), определяемых по характерной для доломитов полосе поглощения 729 см⁻¹ (рис. 2). Таким образом, изменение магниальности карбонатных пород отчётливо наблюдается по спектрам ИК-поглощения в отличие от результатов макроскопического и микроскопического исследования керна.

Из сопоставления кривых можно видеть, что их изменения характеризуют тонкую, более детальную структуру разреза, отмечая отличие тех или иных пачек, и взаимосвязаны между собой. Наибольшей доломитизацией характеризуется пачка № 5 и контактовая зона третьей и четвертой пачек. Одновременно с этим отмечается увеличение содержания гидроксильной ОН-группы и уменьшение концентрации кальциевой молекулы. Возможно, это связано с цепочкой изоморфных Са-Мg замещений из-за привноса дополнительного вещества. Уменьшение степени "карбонатности" мраморов (пачка № 1) и содержания ОН-групп, ассоциированных с карбонат-ионом, обусловлено появлением глинистых примесей, связанных с процессами преобразования пород как по всей толще, так и в зонах контакта (например, 4 и 5 пачек).

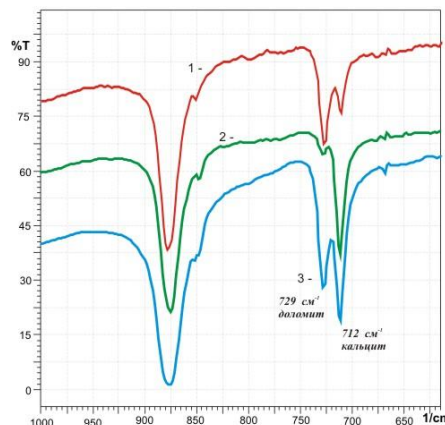


Рис. 2. Изменение в карбонатных породах палеозойских отложений содержания доломита (полоса поглощения 729 см⁻¹) по глубине

- (скв. № 2 Чкаловского месторождения):
 1 – доломит с известняком (обр. № 3353)
 2 – доломитистый известняк (обр. № 3354)
 3 – известняк с доломитом (обр. № 3358)

В ИК-спектрах, таким образом, отражаются сложные процессы изоморфных замещений, обогащения глинистыми минералами, доломитизации и окремнения, которые достаточно определенно могут являться отличительным признаком пачки или пласта [4]. Отмеченные корреляции изменений литологических характеристик и вещественного состава пород позволяют судить о процессах преобразования пород и выделения их тонкой структуры. Эти процессы вызывают, как следствие, изменение физических свойств: пористости, проницаемости, плотности и т.д., а также люминесцентных, электрических, магнитных и других свойств.

Литература

1. Конторович А.Э., Иванов И.А., Каштанов В.А. и др. Геология и ресурсы углеводородов Томской области. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. – 96 с.
2. Марьенко Ю.И. Нефтегазоносность карбонатных пород. – М.: Недра, 1978. – 240 с.
3. Плюснина И.И. Инфракрасные спектры минералов. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – 175 с.
4. Тищенко Г.И., Коровкин М.В., Галанов Ю.И., Чернова О.С. Исследование неоднородности геологического строения нефтегазоносных карбонатных отложений Томской области // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2002. – Т. 305. – №. 6. – С.253–259.

МИНЕРАЛОГИЯ ОЛОВО-СУЛЬФИДНЫХ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМСОМОЛЬСКОГО РАЙОНА

И.И. Кемкин, О.А. Горчаков

Научный руководитель доцент Р.А. Кемкина

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Комсомольский рудный район, включающий оловянные, медно-оловянные и олово-полиметаллические месторождения, расположен в пределах Баджалского террейна юрской аккреционной призмы Сихотэ-Алинь-Сахалинского орогенного пояса. В строении района выделяется два крупных структурно-вещественных комплекса – триас-юрские океанические и приконтинентальной области седиментации отложения аккреционной призмы, и меловые вулканогенно-осадочные и вулканогенные породы, сформированные в континентальных условиях. Наиболее молодые образования района – покровы неогеновых базальтов и рыхлые четвертичные отложения. Стратифицированные образования рассматриваемого района прорваны многочисленными интрузивными телами юрского и мелового возраста. Юрские интрузивы представлены пластовыми телами, силлами и подводными покровами долеритов и долеритовых порфиритов, ассоциирующих с кремнистыми породами океанического происхождения. Меловые интрузивы представлены гранитами, габбро-диоритами, гранодиоритами, образующими многочисленные небольшие по размерам штоко- и дайкообразные тела, а также крупные массивы.

По минеральному составу минерализованные зоны района в основном сходны и сложены мощными жилообразными телами кварц-турмалиновых метасоматитов, которые обрамлены чехлами серицитовых и пропиловитовых изменений. В пределах месторождений кварц-турмалиновые метасоматиты рассечены продольно ориентированными жилами и прожилками кварца с касситеритом, сульфидами, а местами более поздними кварц-карбонатно-сульфидными жилами.

В составе минерализованных зон Комсомольского района установлено более 50 минералов. Нерудные минералы, такие как кварц и турмалин, разновозрастные генерации которых прослеживаются от наиболее ранних высокотемпературных ассоциаций до заключительной низкотемпературной, участвуют в сложении околорудных пород. Хлорит, карбонаты, флюорит и каолинит имеют подчиненное значение. Во внешних чехлах околорудного изменения развиты серицит, эпидот, клиноцоизит, ортоклаз, альбит, актинолит, биотит, цеолиты. Рудные минералы представлены, главным образом, сульфидами, в меньшей мере вольфраматами и оксидами. Краткое описание главных рудогенных минералов района приводится ниже.

Касситерит¹ образует изометричные, близкие к идиоморфным зерна, размером от 0,01 до 2...3 мм, приуроченные к пустотам кристаллов кварца. Он встречается в сростаниях с вольфрамитом, который в виде прожилков пересекает его, а также с арсенопиритом, ровный характер границ которых указывает на их близкоодновременное выделение. Отмечается катаклаз зерен касситерита и цементация его касситеритом² и минералами более поздних стадий кристаллизации. Касситерит² характеризуется удлиненными и игольчатыми формами кристаллов и в виде тонкозернистых масс совместно с сульфидами слагает тонкие прожилки размером от 0,5 см (реже 1,0) до волосовидных в турмалинитах. Касситерит² тесно ассоциирует с пиритом, халькопиритом, пирротинном и др. минералами, являясь среди них более ранним минералом. Вольфрамит встречается в большинстве случаев в виде зерен таблитчатой формы, размеры которых изменяются от первых миллиметров до 1...2 см. Реже вольфрамит слагает гнезда, величина которых достигает 3...5 см, а также образует скопления зерен в краевых частях обломков метасоматитов. Он тесно ассоциирует с касситеритом и арсенопиритом, которые обрастают более ранние его выделения без признаков замещения. Нередко наблюдается полное замещение вольфрамита шеелитом, при этом первичная форма выделений вольфрамита сохраняется.

Арсенопирит почти всегда образует идиоморфные кристаллы, форма которых меняется (в зависимости от стадии рудоотложения) от короткопризматических до игольчатых, длиннопризматических. Он тесно ассоциирует с касситеритом, с которым имеет противоречивые взаимоотношения – чаще он корродирует и цементирует раздробленные кристаллы касситерита, иногда же наблюдается ритмичное чередование арсенопиритовых и касситеритовых зон, местами отмечается их тесное сростание без признаков замещения одного минерала другим. Все это указывает на то, что арсенопирит, как и касситерит, кристаллизовался на

протяжении длительного периода минералообразования. Арсенопирит образует тесные сростания с вольфрамитом и цементируется минералами более поздних стадий кристаллизации: пирротинном, сфалеритом, халькопиритом. Размер минеральных выделений, в большинстве своем, составляет до 1...2 мм. С арсенопиритом тесно ассоциируют кобальтин, а также самородный висмут, который в виде каплевидных включений и неправильных выделений располагается в интерстициях между кристаллами арсенопирита.

Шеелит широко распространен в рудоносных зонах Комсомольского района. Он кристаллизовался совместно с касситеритом и арсенопиритом, выделяясь значительно позже их и замещая перечисленные минералы. Кроме того, шеелит развивается по вольфрамиту и нередко нацело замещает последний, наследуя при этом форму его выделений. Он обычно образует мелкую вкрапленность (до 0,25 мм), а иногда и крупные бипирамидальные кристаллы (до 1 см) в жильном кварце.

По степени распространения среди сульфидов на первом месте находится пирротин, но распределен он крайне неравномерно. Пирротин 1 цементирует обломки раздробленного арсенопирита и касситерита и, в свою очередь, замещается халькопиритом, галенитом и сульфосолями. Взаимоотношения пирротина и сфалерита не всегда ясны. В одних случаях пирротин рассекается тонкими прожилками сфалерита, который замещает его с периферии агрегатов, образуя в них глубокие неправильной формы заливки, в других – отмечаются прожилки пирротина, секущего сфалерит. Кроме этого, в пирротине встречаются прожилки станнина с мелкозернистым касситеритом и халькопиритом. Пирротин 2 мало распространен и устанавливается в виде вкрапленности совместно с халькопиритом в сфалерите, образуя эмульсионные структуры распада твердого раствора. Пирротин подвергается десульфидизации с образованием пирит-марказит-мельниковитового агрегата.

Пирит также широко распространен в рудах. Он образует вкрапленность идиоморфных кристаллов и ассоциирует с арсенопиритом, границы сростания с которым ровные, цементируется пирротинном и другими сульфидами. Часты случаи замещения пирита халькопиритом с образованием довольно крупных кристаллов, в которых сохраняются звездчатые включения сфалерита, характерные для продуктов распада твердых растворов.

Менее распространен среди описанных выше сульфидов сфалерит. Он встречается в виде аллотриоморфных минеральных выделений и характеризуется наличием обильных эмульсионных включений – продуктов распада твердого раствора халькопирита, пирротина и крайне редко кубанита и валлериита. По сфалериту отмечается развитие каемок, выполненных станнином. Сфалерит является более поздним по отношению к арсенопириту и касситериту, реликты которых, размером до 0,01 мм, отмечаются в нем. Редко в сфалерите встречаются мелкие единичные и короткие прожилки касситерита. Сам сфалерит, в свою очередь, замещается почти нацело галенитом. Сфалерит тесно ассоциирует с пирротинном. Сфалерит 2 присутствует в виде звездчатых выделений в халькопирите, как продукт распада твердых растворов. Его звездчатые выделения сохраняются в метакристаллах пирита, заместивших халькопирит. Сфалерит 3 лишен продуктов распада твердого раствора, что обусловлено более низкой температурой его образования. Он образует довольно крупные гнезда и кристаллы тетраэдрического облика либо – тонкозернистые сростки с галенитом, халькопиритом, станнином и поздним касситеритом.

Халькопирит распространен во всех минерализованных зонах. Халькопирит 1 представлен аллотриоморфными выделениями и находится в тесном сростании со сфалеритом и пирротинном. Он корродируется станнином, а иногда пиритом. Халькопирит 2 образует эмульсионную вкрапленность в виде микроскопических овальных и каплевидных зерен, как продукт распада твердого раствора в сфалерите. Менее распространен в рудах халькопирит 3, который тесно связан с минералами поздней стадии кристаллизации. Он образует прожилковидные или мелкие неправильной формы выделения, рассекающие и корродирующие сфалерит, пирротин и другие минералы. Ассоциирует с висмутсодержащими минералами.

Галенит по сравнению с вышеописанными сульфидами менее распространен. Установлено две генерации галенита. Галенит 1 выделяется в виде линзовидных и прожилковых обособлений, рассекающих и корродирующих ранее образованные сульфиды: арсенопирит, пирротин, сфалерит, а в отдельных случаях и станнин. Галенит 2 ассоциирует с пирротинном, сфалеритом, халькопиритом, блеклой рудой, пересекая и корродируя эти минералы. Иногда вместе со сфалеритом галенит выполняет интерстиции между пластинчатыми зернами касситерита и пирротина.

Станнин, относительно распространенный в рудах минерал, неизменно появляется в ассоциации с сульфидами. Этот минерал постоянно возникал на контакте поздних карбонатных прожилков со сфалеритом. Он нередко псевдоморфно замещает сфалерит. В ассоциации с сульфидами станнин является более поздним. Он выделялся позже арсенопирита, пирротина, а также сфалерита и раннего халькопирита, хотя с последними сульфидами иногда образует почти одновременные выделения.

Тиллит обнаружен в незначительных количествах. Совместно с касситеритом он образует тонкие оторочки вокруг катаклазированных зерен арсенопирита, а также проникает в него по трещинам. Иногда встречается в виде мелких пластинчатых выделений, ассоциирующих с касситеритом, в халькопирите.

Бурнонит является довольно редким минералом и встречается в виде мелкой вкрапленности, гнезд, а также тонких прожилков. Тесно ассоциирует с халькопиритом, с которым образует тесные сростания со следами взаимной коррозии, а также содержит многочисленные включения округлых халькопиритовых зерен. Характер таких взаимоотношений свидетельствует о его более поздней кристаллизации по отношению к халькопириту. В бурноните нередки ксеноморфные выделения блеклой руды, а также мельчайшая вкрапленность самородного серебра. В свою очередь, он рассекается тончайшими прожилками буланжерита.

Минералы группы джемсонита – буланжерита встречаются в небольшом количестве и тесно ассоциируют с галенитом и сфалеритом. Они образуют длинноигльчатые и войлокоподобные агрегаты, выполняющие пустоты в кварц-касситерит-сульфидных рудах. Кроме этого, встречаются в виде выделений

неправильной формы и агрегатов из пластинчатых зерен по границам зерен кварца, а иногда и образуя вроски в них. Буланжерит замещает бурнонит и халькопирит.

Висмутин является редким минералом в рудных зонах района, где он образует мелкую рассеянную вкрапленность или зернистые агрегаты. Тесно ассоциирует с халькопиритом и арсенопиритом, в которых он образует тонкие пластинки длиной до 0,05 мм. Иногда встречается в сростании с самородным висмутом, а также с галенитом, образуя в нем мелкие агрегаты аллотриоморфной формы.

Серебро самородное встречается в незначительном количестве, как в виде зерен аллотриоморфной, каплевидной, так и пластинчатой формы, в галените, реже халькопирите и бурноните.

Блеклая руда крайне редка в рудоносных зонах и представлена смешанным теннантит - тетраэдритовым рядом. Встречается в виде обособленных минеральных агрегатов аллотриоморфной формы, реже образует сростки с халькопиритом и галенитом. Характер таких сростаний свидетельствует о более ранней кристаллизации блеклой руды.

ПЛАСТИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ ГАРЦБУРГИТОВ ЭРГАКСКОГО ХРОМИТОНОСНОГО МАССИВА (ЗАПАДНЫЙ САЯН)

А.В. Кичеева

Научный руководитель профессор А.И. Чернышов

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В данной работе рассматриваются петроструктурные особенности гарцбургитов Эргакского хромитоносного массива, расположенного в северо-западной части Западного Саяна, который является фрагментом нижней части разреза Куртушибинского офиолитового покрова [1]. Массив располагается между правыми притоками р. Амыл – Кандат и Кукшин, и разделен тектоническим нарушением северо-восточного простирания на два разновеликих блока: северный (меньший) – Малоэргакский и южный, более крупный – Лысанский. Массив вмещается, главным образом, метаморфизованными вулканогенно-осадочными отложениями нижнекембрийской чингинской свиты и лишь с восточной стороны на небольшом интервале ультрамафиты контактируют со средне-позднекембрийскими терригенными отложениями аласугской свиты. Контакты массива тектонические, в которых развит серпентинитовый меланж. Общая площадь массива составляет 85 км² при длине 15 км и ширине от 4 км до 8 км. Он сложен метаморфическими перидотитами, которые представляют собой реститовые породы дунит-гарцбургитового полосчатого комплекса. Однако выделенные блоки различаются внутренним строением, петрографическим составом пород и особенностями состава минералов.

Объектом нашего исследования является неориентированный образец гарцбургита, отобранный в центральной части Лысанского блока (обр. 4076). Исследуемый гарцбургит интенсивно пластически деформированный. Для оливина и энстатита характерно резко выраженное неоднородное волнистое и субблоковое погасание, часто проявляются полосы пластического излома и наблюдается изгиб трещинок спайности. Эти признаки связаны с внутрикристаллическим трансляционным скольжением. В породе также отчетливо проявляется порфирукластез с образованием микрозернистых мозаичных агрегатов, который обусловлен проявлением интенсивной синтетонической рекристаллизации.

Петроструктурные исследования направлены на изучение соотношения петроструктурных узоров оптических ориентировок оливина и энстатита в гарцбургите с целью выявления термодинамических условий их пластического деформирования.

Для оливина в исследуемом гарцбургите выявлены строгие предпочтительные петроструктурные узоры для всех трех кристаллооптических осей Ng, Nm и Np (рис., Ол), которые обнаруживают тесную связь с плоскостью минеральной уплощенности (S). Оси Ng локализируются в отчетливый максимум со значительной плотностью (8 %), который совмещается с линейностью L и имеет тенденцию растягиваться в пояс в плоскости минеральной уплощенности S. Оси Nm и Np концентрируются в совмещенные пояса, нормально максимуму осей Ng и L. В поясах четко выделяются по два максимума для Nm и Np по 8 % и 6 %. Максимумы Nm и Np с наибольшей плотностью ориентированы субнормально плоскости уплощенности. Другие максимумы Nm и Np располагаются в плоскости уплощенности и субнормально к максимуму Ng. Отмечается также тенденция осей Nm и Np к обособлению в пояс в плоскости уплощенности.

Энстатит имеет близкую микроструктурную ориентировку, которая отличается более отчетливой упорядоченностью (рис., Эн). Оси Ng концентрируются в четкий пояс в плоскости уплощенности. В поясе отчетливо проявляются два максимума с плотностью (8 % и 6 %), один из них пространственно совпадает с максимумом осей Ng оливина и линейностью. Другой максимум Ng энстатита находится вблизи максимумов Nm и Np оливина. Оси Nm концентрируются в три ортогональных максимума с различной плотностью: 8 %, 4 % и 2 %. Наиболее сильный максимум Nm энстатита и располагается нормально минеральной уплощенности и вблизи максимумов Nm и Np оливина. Средний и слабый максимумы Nm энстатита находятся в плоскости минеральной уплощенности, первый из них совмещен с максимумом Ng оливина, а второй – с максимумами Nm и Np оливина. Часть осей Np энстатита концентрируется в максимум, перпендикулярный минеральной уплощенности, который пространственно совмещен с максимумами Nm и Np оливина. Другая часть осей Np энстатита концентрируется в пояс в плоскости минеральной уплощенности, в котором наблюдаются локальные максимумы (до 4 %).

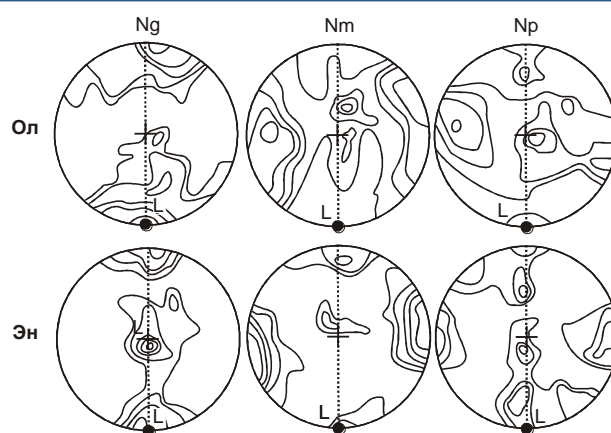


Рисунок. Диаграммы ориентировки кристаллооптических осей оливина (Ол) и энстатита (Эн) в гарцбургите (обр. 4076). Диаграммы построены по 100 замерам кристаллооптических осей минералов. Изолинии: 1...2...4...6...8 % на 1 % сетки Шмидта. Проекция на верхнюю полусферу. Точечные линии – плоскость минеральной уплощенности, L – линейность

Образование петроструктурного узора оливина, вероятно, осуществлялось высокотемпературным внутрискристаллическим трансляционным скольжением по системе $\{0kl\}[100]$ и синтетектонической рекристаллизацией в динамически активной зоне, очевидно, в зоне перехода верхней мантии и корневых частей земной коры. При этом, направление пластического течения гарцбургитов фиксируется минеральной линейностью, с которой совмещается максимум осей Ng оливина. При этом, направление сжатия отражает максимум осей Np, нормальный к минеральной уплощенности. Такой петроструктурный узор свидетельствует о том, что пластическое течение протекало в условиях осевых деформаций в режиме снижения температур (от 900°) умеренной и высокой скорости ($10^{-5}c^{-1} \dots 10^{-2} c^{-1}$) [4]. Пластические деформации на этом этапе носили неоднородный характер и осуществлялись преимущественно трансляционным скольжением и синтетектонической рекристаллизацией. В результате зерна оливина в гарцбургитах приобретают неоднородное волнистое погасание, характеризуются наличием многочисленных полос излома и подвергаются интенсивному порфирокластезу.

Энстатит в гарцбургитах оказывается менее подвержен пластическим деформациям. В исследуемом гарцбургите установленные петроструктурные узоры ориентировок кристаллооптических осей энстатита имеют близкий характер распределения кристаллооптическим осям пластически деформированного оливина. Оптические ориентировки оливина и энстатита тесно связаны между собой. На их сингенетичность в гарцбургитах офиолитовых комплексов неоднократно обращалось внимание многих исследователей [2, 3]. Пластические деформации энстатита осуществлялись, главным образом, трансляционным скольжением по высокотемпературной системе $(100)[100]$, что соответствует трансляционному скольжению в оливине по $\{0kl\}[100]$. При этом, оси Ng энстатита образуют максимум концентрации, ориентированный параллельно минеральной линейности, который обычно пространственно совмещен с исходным максимумом Ng оливина. Эти максимумы отражают преимущественное направление трансляции в минералах, контролируемое пластическим течением. Оси Nm энстатита в результате трансляции формируют максимум, который располагается перпендикулярно к плоскости минеральной уплощенности и ориентируются параллельно оси сжатия, при этом максимум Nm энстатита пространственно совмещается с максимумом Np оливина. Пластическое течение энстатита с возрастанием скорости деформации сопровождается появлением неоднородного, волнистого погасания, полос пластического излома, а также синтетектонической рекристаллизацией. При этом, часть осей Np мелких рекристаллизованных зерен энстатита образуют максимум, пространственно совмещенный с максимумом осей Np оливина, отражающим направление сжатия.

Таким образом, проведенный петроструктурный анализ оливина и энстатита в гарцбургите позволил выявить предпочтительные узоры ориентировок оптических осей этих минералов, которые отражают термодинамические условия их пластического деформирования в процессе формирования.

Литература

1. Петрология и метаморфизм древних офиолитов на примере Полярного Урала и Западного Саяна / под ред. Н.Л. Добрецова, В.С. Соболева. – Новосибирск: Наука, 1977. – 221 с.
2. Чернышов А.И. Ультрамафиты (пластическое течение, структурная и петроструктурная неоднородность). – Томск, 2001. – 216 с.
3. Nicolas A., Boudier F., Boullier A.M. Mechanism of flow in naturally and experimentally deformed peridotites // Amer. J. Sci., 1973. – № 10. – P. 853–876.
4. Nicolas A., Poirier J.P. Crystalline plasticity and solid state flow in metamorphic rocks // New York: Wiley-Interscience, 1976. – 444 p.

АУТИГЕННЫЕ КАРБОНАТЫ В ДЕВОНСКИХ ПЕТРОКЛАСТИЧЕСКИХ ГРАУВАККАХ МАГНИТОГОРСКОЙ МЕГАЗОНЫ (ЮЖНЫЙ УРАЛ)

Л.В. Кокшина

Научный руководитель главный научный сотрудник Г.А. Мизенс
Институт геологии и геохимии УрО РАН, г. Екатеринбург, Россия

На Урале, как и во многих других складчатых областях, широко развиты петрокластические граувакки (терминология Шванова [4]), сложенные преимущественно продуктами размыва вулканогенных пород. Такие песчаники распространены и среди девонских отложений Магнитогорской мегазоны в составе мансуровской, ильтибановской и рыскужинской толщ (нижний девон), ирендыкской свиты, ишкининской и туратской толщ (нижний-средний девон), гадилевской толщи (средний девон), улутауской свиты (средний-верхний девон) и зилаирской серии (верхний девон) (рис. 1). В целом, упомянутые песчаники соответствуют полевошпатовой разновидности граувакк и собственно грауваккам, измененным до стадий глубокого катагенеза и начального метакатагенеза.

Фоновая перекристаллизация пород на рассматриваемой территории во многих случаях сопровождалась наложенными процессами, в том числе влиянием глубинных и местных флюидов. На их активное участие в постдиагенетическом преобразовании граувакк указывает неравномерное, часто локальное, распространение некоторых аутигенных минералов, в том числе карбонатов (в первую очередь кальцита), содержание которых в пределах одной и той же толщи может изменяться от первых процентов до 15...25 об. %. Кальцит, как правило, встречается в двух видах – в крупнокристаллических агрегатах с четко выраженным полисинтетическим двойникованием, развивающихся преимущественно по обломкам вулканических пород и плагиоклазов, а также в порах и трещинах, и в виде тонко- и мелкозернистых выделений, чаще заполняющих межзерновое пространство. Минерал развит во всех возрастных интервалах, при этом, отчетливо выделяются несколько его генераций, что хорошо видно по взаимоотношениям с другими аутигенными минералами (кварцем, хлоритом, пренитом, эпидотом и актинолитом), иногда и по регенерационным структурам.

Кроме кальцита в рассматриваемых граувакках встречаются выделения железистого карбоната (возможно сидерита). Форма его сечений близка к округлой, размер преимущественно 0,006 мм. Окраска минерала бурая, что очевидно связано с процессами окисления, а вокруг выделений нередко расходятся буроокрашенные ореолы гидроокислов железа. Железистый карбонат развивается преимущественно по цементу песчаника, тем самым подчеркивая границы зерен, реже распространяется и по кластогенным компонентам (рис. 2).

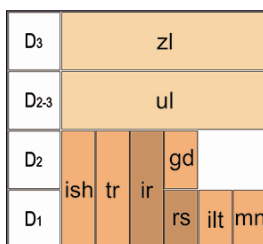


Рис. 1. Схема стратиграфии девонских осадочных комплексов Магнитогорской мегазоны, по материалам В.А. Маслова и О.В. Артюшковой [1].

D₁ – нижний девон: rs – рыскужинская, ilt – ильтибановская, mn – мансуровская толщи;
D₁₋₂ – нижний-средний девон: ish – ишкининская, tr – туратская толщи, ir – ирендыкская свита;
D₂ – средний девон: gd – гадилевская толщина

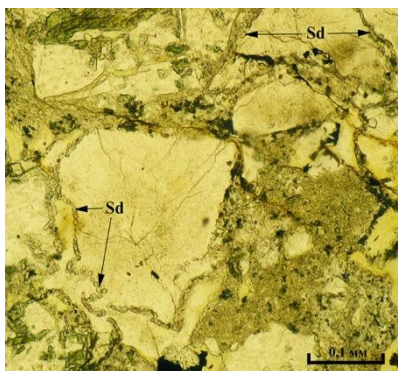


Рис. 2. Округлые выделения железистого карбоната вокруг первично-обломочных компонентов песчаников (николи параллельны)

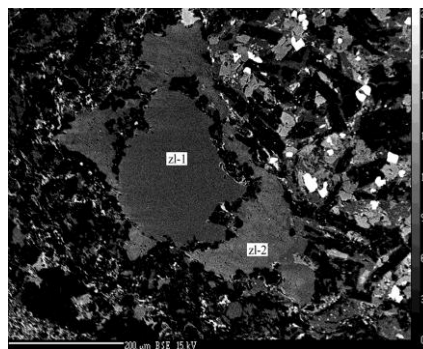


Рис. 3. BSE – снимок песчаника.
1 – крупнокристаллический кальцит, заместивший обломок зерна (zl-1),
2 – мелкозернистый кальцит, заполнивший межзерновое пространство (zl-2)

В результате изучения химизма аутигенных кальцитов методом электронно-зондового микроанализа было отмечено неравномерное распределение Mn в его составе. Особенно хорошо это видно на BSE-снимках, когда рядом расположенные выделения имеют различную интенсивность свечения (рис. 3). При этом оказалось, что более поздний кальцит характеризуется относительно низким содержанием Mn – до 0,03...0,11 % (табл.), в то время как в ранних генерациях это значение составляет 0,25...0,71 %. Кроме того, в нижней части разреза (в нижнем девоне) содержание марганца в кальците в целом ниже, чем в верхней части (верхний девон) (рис. 4), что хорошо видно и на треугольных диаграммах (рис. 5).

Таблица

Состав макро- и микроэлементов в кальцитах разных генераций (1 – ранний; 2 – поздний)

Стратиграфическая единица	Тип	Число замеров	Содержание элемента, в w. %			
			Ca (среднее)	Mn	Mg	Fe
Зилаирская	zl-2	22	36,6-40,68 (39,20)	0-0,83 (0,11)	0-0,42 (0,06)	0-0,96 (0,20)
	zl-1	23	37,12-39,26 (38,02)	0,04-1,18 (0,71)	0-0,27 (0,06)	0,01-0,70 (0,20)
Ильтибановская	ilt-2	29	38,01-40,13 (39,29)	0-0,20 (0,03)	0-0,37 (0,11)	0-0,28 (0,07)
	ilt-1	27	37,07-40,45 (38,43)	0,02-0,93 (0,33)	0-0,35 (0,11)	0-0,77 (0,24)
Ирендыкская	ir-2	6	35,92-37,65 (36,83)	0-0,19 (0,08)	0,01-0,45 (0,17)	0-0,28 (0,09)
	ir-1	9	35,02-37,18 (36,49)	0,06-0,80 (0,41)	0,03-0,38 (0,13)	0,02-0,36 (0,13)
Рыскужинская	rs-2	4	39,41-39,55 (39,48)	0,02-0,07 (0,04)	0-0,25 (0,06)	0,03-0,46 (0,18)
	rs-1	4	38,90-39,27 (39,10)	0,19-0,34 (0,25)	0,02-0,06 (0,04)	0,03-0,18 (0,10)

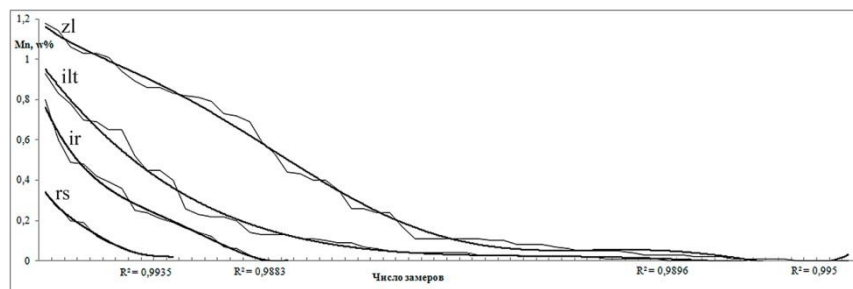


Рис. 4. Распределение Mn в кальците из разновозрастных песчаников (тонкие ломаные кривые – фактические значения, более толстые линии – полиномиальные)

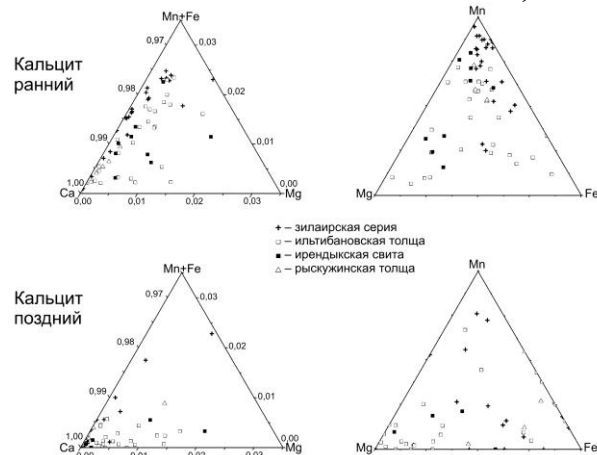


Рис. 5. Треугольные диаграммы соотношений макро- и микроэлементов в кальцитах разных генераций

Описанный тренд, однако, выдерживается не во всех регионах. Так, корейскими и японскими исследователями [8] описаны изменения в химизме кальцита разных генераций, обнаруженные с помощью катодоллюминесцентного анализа. По их данным показательным является соотношение Mn/Fe, уменьшающееся с увеличением степени преобразования пород (по-видимому, за счет увеличения содержания железа). В какой-то степени это закономерно, так как считается, что с увеличением температуры образования, растет содержание Fe и Mg в кальците [7, 10], хотя в изученных нами образцах такой тенденции не наблюдается: концентрация указанных элементов на разных стадиях катагенеза практически не изменяется (табл.). Предполагается [6, 9], что количество Fe и Mg в составе кальцита может указывать также на характер поровых вод на стадии диагенеза, или [2, 5] что эти элементы высвобождаются и захватываются сингенетическим кальцитом в процессе преобразования глинистых минералов (прежде всего, монтмориллонита) в гидрослюды. В Магнитогорской мегазоне, однако, ионы Fe и Mg, содержащиеся в элизонной воде, расходуются преимущественно на кристаллизацию хлоритов (частично и железистых карбонатов), в решетку кальцита попадает лишь незначительная часть. В то же время ионы марганца, которые, вероятно, также содержатся в этой воде, в большей степени могут захватываться кальцитом. А в ходе увеличения степени катагенетических изменений элизонные процессы постепенно угасают [3] – количество свободных катионов уменьшается, что, вероятно, и отражается на химическом составе более поздних кальцитов. Тем не менее, нельзя исключить и миграцию марганца в составе глубинных флюидов, вместе с CO₂, ответственного за кристаллизацию кальцита.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 12-05-31274 мол_а).

Литература

1. Маслов В.А., Артюшкова О.В. Стратиграфия и корреляция девонских отложений Сибай– Баймакского района Башкирии. – Уфа: ИГ УфНЦ РАН, 2002. – 199 с.
2. Махнач А.А. Катагенез и подземные воды. – Минск: Наука и техника, 1989. – 335 с.
3. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизонных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья). – М.: Наука, 1983. – 152 с.
4. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.
5. Boles J.R., Franks S.G. Clay diagenesis in Wilcox sandstones of southwest Texas: implications of smectite diagenesis on sandstone cementation // Journal of Sedimentary Petrology, 1979. – № 49. – P. 55 – 70.
6. Boles J.R., Landis C.A., Dale P. The Moeraki boulders – anatomy of some septarian concretions // Journal of Sedimentary Petrology, 1985. – № 55. – P. 398 – 406.
7. Burton E.A., Walter L.M. Relative precipitation rates of aragonite and Mg calcite from seawater: temperature or carbonate ion control? // Geology, 1987. – № 15. – P. 111 – 114.
8. Kim J.C., Lee Y.I., Hisada K.-I. Depositional and compositional controls on sandstone diagenesis, the Tetori Group (Middle Jurassic–Early Cretaceous), central Japan // Sedimentary Geology. – 2007. – № 195. – P. 183 – 202.
9. Meyers W.J. Carbonate cement stratigraphy of the Lake Valley Formation (Mississippian), Sacramento Mountains, New Mexico // Journal of Sedimentary Petrology, 1974. – № 44. – P. 837 – 861.
10. Meyers W.J. Trace element and isotope geochemistry of zoned calcite cements, Lake Valley Formation (Mississippian, New Mexico): insights from water–rock interaction modeling // Sedimentary Geology, 1989. – № 65. – P. 355 – 370.

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗВЕДОЧНИНСКОЙ СВИТЫ НОРИЛЬСКОГО РУДНОГО РАЙОНА

С.П. Коновалова, А.С. Мещерякова

Научный руководитель доцент П.Н. Самородский

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В геологическом разрезе Норильского района встречаются неустойчивые твердые нижнедевонские аргиллиты разведочнинской свиты (D1rz). Прохождение в процессе бурения интервала разреза, представленного отложениями данной свиты, связано с рядом осложнений, возникающих вследствие неустойчивости пород. К таким осложнениям относится кавернообразование, обрушение стенок скважин [2]. С целью детального изучения влияния структурно-текстурных особенностей и минерального состава пород на их устойчивость при бурении были отобраны образцы керна одной из скважин, пробуренной в пределах центральной части Октябрьского рудного поля. Образцы были изучены макро- и микроскопически (включая микрофотографирование); также материал был изучен с помощью рентгенофазового и электронно-микроскопического анализов. В таблице представлены результаты определения минерального состава методом рентгенофазового анализа, номер образца соответствует глубине отбора пробы в метрах. Весовая доля фаз указана в процентах. Шамозит и монтмориллонит указываются совместно из-за наложения пиков, наблюдаемых при рентгенофазовом анализе.

Из керна с глубины 898 метров было взято два образца 898-1 (зеленый аргиллит) и 898-2 (вишневый алевролит) в связи с присутствием фрагментов, различающихся по свойствам. Материал образца 898-1 представлен небольшими (до первых сантиметров) обломками алевролитов и аргиллитов бурого и зеленовато-серого цвета (рис., а), на поверхности которых наблюдаются многочисленные зеркала скольжения сложной криволинейной формы. Это говорит о том, что керн был отобран из тектонически нарушенной зоны. Текстура образца 898-1 брекчиевидная. Основная масса представлена тонкоперетёртым серицитом с погруженными в него отдельными зёрнами кварца (0,02...0,08 мм). Хлорит образует отдельные метакристаллы и агрегаты сложной формы (рис., а), размером до 1 мм и тонкие (0,01...0,05 мм) выделения в массе породы. Текстура образца 898-2,

представленного вишневым алевролитом, линзовидно-пятнистая, слабовыраженная. Структура неравномернoзернистая: округлые и угловатые зёрна кварца (0,02...0,07 мм, среднее – 0,04 мм) погружены в тонкозернистую, бурую гематит-кварц-серицитовую массу с размером частиц не более 0,01 мм. Хлорит образует единичные относительно крупные (до 0,1 мм) метазёрна, вероятно, маркирующие начальную стадию метасоматического процесса доломитизации и хлоритизации.

Таблица

Весовая доля фаз в образцах по результатам рентгенофазового анализа

№ образца	кварц	мусковит	шамозит	гематит	пирит	доломит	анортит	ρ , г/см ³
898-1	28.3	67	1.1	3.6	0	0	0	2.824
898-2	8.3	63.9	3.4	1.06	0	20.8	2.5	2.845
927	21.1	59.8	11.7	0	0.96	0	6.4	2.843
949	19.3	57.8	19.3	0	0.17	0	3.4	2.84
954	17.6	66.4	13.2	0	0.63	0	2.2	2.836
962	13.9	77	7.2	0	0.65	0	1.3	2.812

Из результатов рентгенофазового анализа видно, что основным различием между зелёными и вишневыми обломками является отсутствие новообразованного доломита в красноцветном материале. При доломитизации снижается количество мусковита, кварца и гематита. Исчезновение кварца можно наблюдать и в проходящем свете; в образце 898-2 встречаются участки почти неизменённого алевролита, в которых кварц составляет не менее половины объёма образца. В образце 988-1 подобный материал отсутствует. На интенсивный привнос вещества в рассматриваемую зону указывает и наличие арсенидов никеля и серебра в виде единичных вкраплений, обнаруженных в карбонатных прожилках по результатам электронно-микроскопического анализа. Предположительно, зеленовато-серая порода возникла среди кирпично-красных аргиллитов вдоль зоны разлома в ходе процессов доломитизации и в меньшей степени хлоритизации. Причиной метасоматических изменений являлись подземные воды, богатые Mg, просачивавшиеся по разлому.

Образец 927 представляет собой аргиллит тёмно-серый, разваливающийся на «шайбы» толщиной 1...3 см по напластованию породы, зеркала скольжения отсутствуют. Текстура полосчатая, линзовидно- и пятнисто-полосчатая. Полосы образованы материалом, обогащённым зёрнами кварца (светлые полосы), либо органическим веществом (макроскопически тёмно-серые, микроскопически бурые полосы). Слоистые силикаты ориентированы по напластованию породы, при повороте столика микроскопа все зерна одновременно погасают. Доля наблюдаемого кварца близка к установленной методом РФА (около 15 %). Размеры выделений кварца – 0,01...0,06 мм, преимущественно округлые, окатанные зёрна.

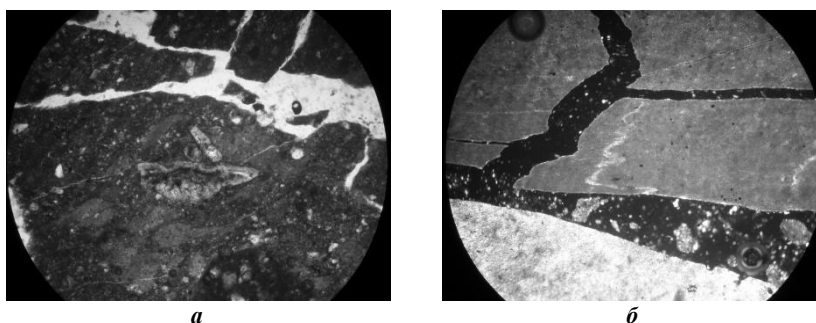


Рисунок. а) Образец 898-1. Сложный сросток хлорита (в центре) в серицит-кварцевом материале; ширина изображения 2,3 мм, николи не скрещены; б) Образец 949. Прожилки плейчатого облика (светлые извилистые линии), возникшие при неравномерном проскальзывании пакетов аргиллита. Ширина изображения 2,30 мм, николи скрещены

Образец 949 (рис., б) представляет собой аргиллит зеленовато-серый, разваливающийся на «шайбы» толщиной 1...2 см по напластованию породы, изредка – по трещинам. Содержит тонкие чешуйки и редкие прожилки ангидрита, а также округло-уплощённые (чешуйчатые) послойные метакристаллы сульфидов до нескольких миллиметров в поперечнике. В шлифе наблюдаются трещины, ориентированные параллельно плоскостям напластования. Растрескивание произошло по волосовидным прожилкам хлорита и, возможно, монтмориллонита, образовавшимся в процессе расланцевания породы. Микротекстура неяснополосчатая, структура – тонкозернистая. Местами наблюдаются прожилки плейчатого облика, возникшие при неоднородном проскальзывании пакетов аргиллита. Структура тонкозернистая (преобладающий размер зёрен менее 0,005 мм) ориентированная. При вращении столика микроскопа чешуйчатые минералы просветляются и погасают практически одновременно. Минеральный состав идентифицировать крайне сложно. Исключение составляют редкие округлые зёрна кварца (0,01...0,02 мм), а также чешуйки ангидрита, моно- и поликристаллического строения, длиной до первых миллиметров, толщиной 0,05...0,1 мм. Вдоль хлоритизированных трещин развиты

округлые фрамбоидальные выделения пирита (подтверждён электронно-микроскопическим анализом, размер 0,01...0,02 мм).

Образец 954 представлен аргиллитом полосчатым зеленовато-серый с тонкими ангидритовыми чешуйками и карбонатными прожилками. Чешуйки ангидрита ориентированы согласно и субсогласно напластованию, прожилки – субпараллельно и косо к оси зерна. Разваливается на «шайбы» толщиной около 1...2 см. В шлифе присутствуют многочисленные трещины, параллельные и субпараллельные слоистости. Растрескивание произошло по волосовидным прожилкам хлорита, образовавшимся в процессе рассланцевания породы. Текстура неяснополосчатая, местами – пятнистая, структура – тонкозернистая (средний размер зёрен аргиллита менее 0,005 мм; присутствуют единичные зёрна кварца размером до 0,05 мм). В скрещенных николях материал затемняется и просветляется практически одновременно, что говорит об упорядоченности расположения слоистых силикатов (слюды и хлорита) в результате уплотнения и перекристаллизации породы. В аргиллите присутствуют многочисленные единичные выделения и сростки рудного минерала (по форме зёрен соответствует пириту) размером 0,005...0,015 мм (размеры сростков от долей мм до 1 мм). Кроме кубических выделений, присутствуют фрамбоидальные формы диаметром 0,01...0,03 мм, а также расположенные по слоистости псевдоморфозы чешуйчатой формы предположительно по органическим остаткам, достигающие в длину 0,2 мм (средний размер 0,06 мм).

Образец 962 представлен бурым аргиллитом, разваливающимся на «шайбы» толщиной 0,5...3 см с единичными тонкими прожилками карбоната и вкраплениями хлорита. Из-за низкой стойкости образца изготовить прозрачный шлиф не удалось. По результатам рентгенофазового анализа дополнительно выявлена неустановленная фаза в количестве до 5 весовых процентов. По данным электронно-микроскопического анализа этот минерал является содой (Na_2CO_3). Сода хорошо растворима в воде и может являться ведущим фактором снижения прочности пород изучаемого горизонта.

Выявление причин ослабления устойчивости отложений разведочной свиты осложнено наличием тектонических зон, присутствие которых снижает устойчивость пород вне зависимости от минерального состава. Тем не менее, можно выделить несколько возможных причин, связанных с наличием специфических минералов в породах разведочной свиты. Общей чертой изученных аргиллитов является преобладание мусковита (50...70 %), установленное по результатам рентгенофазового и микроскопического изучения и подтверждённого электронно-микроскопическим анализом. Благодаря субпараллельной ориентировке чешуек слюды порода обладает пониженной устойчивостью к сдвиговым деформациям вдоль плоскости их ориентировки (деформации аргиллита в образце 949). С учётом высокого литостатического давления, связанного с глубиной залегания, это может являться одной из причин разрушения ствола скважин. Увеличение количества кварца, как и увеличение размеров его частиц, уменьшает пластичность пород и повышает их устойчивость. Второй причиной, снижающей прочность аргиллитов, является наличие в них монтмориллонита [1, 3]. Данный минерал, способный интенсивно набухать при замачивании, также способен деформировать ствол скважины. Третьей причиной является наличие ангидрита, при замачивании способного превращаться в гипс (с увеличением объёма). Наличие соды (962 м) также может вызывать понижение прочности пород.

Литература

1. Гримм Р.Е. Минералогия глин. – М.: Издательство иностранной литературы, 1956. – 454 с.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложнённых условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
3. Фролов В.Т. Литология: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 366 с.

МИНЕРАЛЬНЫЕ ПРИМЕСИ В КВАРЦЕ РАЗЛИЧНЫХ ПРИРОДНЫХ ТИПОВ

М.А. Королев, А.С. Гордеев, М.А. Игуменцева

Научный руководитель старший научный сотрудник Н.Г. Быдтаева

Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых, г. Казань, Россия

Кварц относится к наиболее чистым природным веществам, но, несмотря на это, он содержит примеси, которые по характеру их вхождения в состав кварца подразделяются на минеральные, газово-жидкие, сорбированные и структурные. Содержание минеральных примесей зависит от генезиса месторождений. Минеральные примеси оказывают решающее влияние на обогатимость природного кварцевого сырья, выбор рациональной технологии переработки и качество получаемых кварцевых концентратов. Наличие твердых минеральных примесей в кварцевых концентратах приводит к образованию в получаемом кварцевом стекле макронеоднородностей.

Поэтому изучение минеральных примесей кварца важно на ранних стадиях изучения объектов.

Основным видом сырья для получения высокочистых кварцевых концентратов широкого спектра использования является гранулированный и прозрачный первично кристаллизованный кварц. Объектами изучения явились месторождения гранулированного кварца Уфалейского и Сысертско-Ильменогорского районов, Мурманской области, а также прозрачного жильного кварца Приполярного Урала.

Изучение кварца проведено петрографическими методами с компьютерным анализом изображений. Детально изучен гранулометрический состав кварца, степень изометричности – полигональности зерен кварца, наличие и степень, характер распределения минеральных и газово-жидких включений, степень деформированности зерен различных генераций кварца и др.

Гранулированный кварц представляет собой продукт рекристаллизации первично крупно - или гигантозернистого кварца в условиях направленного давления.

Гранулированный кварц «уфалейского» типа неоднороден, тонко- мелко-среднезернистый. Редкие реликтовые зерна в различной степени деформированы пластическими и хрупкими деформациями. Наибольшее количество газово-жидких включений локализовано в межзерновом пространстве. Локализация включений по периферии кварцевых зерен или в трещинах облегчает их вскрытие при дроблении, химической обработке проб (кислотное травление) и нагревании. В шлифах минеральные примеси обнаружены в небольшом количестве и представлены полевым шпатом, мусковитом, биотитом, магнетитом, гематитом и единичными зернами силлиманита, цоизита, плагиоклаза, рутила. Для гранулированного кварца уфалейского типа характерен наиболее широкий набор минеральных примесей, преобладающей минеральной фазой является полевой шпат, содержание которого в сырье нередко достигает 20 %.

«Уфимский» тип кварца (№ 414, 2136) характеризуется однородной гранобластовой структурой, пластические деформации проявлены незначительно.

Для гранулированного кварца Вязовского месторождения характерно присутствие реликтовых зерен с обилием пластических деформаций, с наличием ГЖВ по микротрещинкам до 10 %. В кварцевых жилах Вязовского месторождения преобладающим минералом является мусковит 58 %, хлорит 28 % и апатит 3 %). Наличие зерен с пластическими деформациями позволяет прогнозировать наличие в кварце структурных примесей.

Для прозрачного жильного кварца (Нестер-Шор, Додо, Новотроицкое) основными минеральными компонентами являются слюды (мусковит, биотит и хлорит).

Прозрачный жильный кварц месторождения Додо разномзернистый, в основном крупно-гигантозернистый. Размеры зерен от 3...4 мм до 12...15 мм, иногда до 20 мм. По крупным зернам наблюдаются участки гранулированного кварца с мелкозернистыми изометричными зернами, ГЖВ довольно обильные, иногда они образуют поля скоплений. Минеральные включения весьма редкие. Отмечаются чешуйки биотита, кальцита, агрегаты гематита, мусковита.

Прозрачный, частично гранулированный кварц месторождения Нестер-Шор характеризуется порфиробластовой и гранобластовой разномзернистой структурой, разброс фракций по гранулометрическому составу колеблется от гигантозернистого (до 20 мм) до микрозернистого (< 5 %), тонкозернистого (0,1...1 мм) – 17...62 %, мелкозернистого (1...2 мм) – 14...27 %. Форма реликтовых зерен – удлиненно-шестоватая (4...20 мм) с прямолинейными или ступенчатыми ограничениями. Они содержат пластические и хрупкие деформации, ГЖВ, минеральные включения. Рекристаллизация и грануляция кварца также развивается по реликтовым зернам, имеющим размеры от 0,1...0,2 мм до 2,4...3,5 мм, с простыми и сложными границами и изометричной формы, без включений и пластических деформаций. Количество рекристаллизованных зерен достигает ~ 30 %. ГЖВ внутри крупных шестоватых зерен размером 1,0...2,0 мкм, не более 5,0 мм, П=0,3...0,5 %, образуют удлиненные цепочки. В межзерновом пространстве ГЖВ размером 5...7 мкм и плотность их 1,2 % на 1 см².

Минеральные включения не обнаружены, присутствуют только редкие пластинки гематита размером < 0,01 мм. Коэффициент изометричности 1,98...2,10, полигональность 5,33...5,42.

Месторождение Хусь-Ойка. Жила 19 сложена кварцем порфиробластовой структуры в сочетании с гранобластовой структурой гранулированного кварца. Разброс фракций от микрозернистой до крупнозернистой; преобладает мелко-тонкозернистая (27...46 %). Порфирокласты представлены реликтовыми зернами кварца. Кварц сильно деформирован и следы пластических, хрупких деформаций, а также ГЖВ формируются именно в порфирокластах. ГЖВ и пластические деформации взаимосвязаны, так как ГЖВ формируются в ослабленных зонах на границах субструктур. Наиболее крупные ГЖВ наблюдаются в зернах с блокованно-фрагментарным типом пластических деформаций. Рекристаллизация фрагментарная, обычно линейная (по границам блоков, межзерновым трещинам). Трещины обычно залечены ГЖВ или минеральными примесями. Минеральные включения не обильные (не более 1 %), это чешуйки слюд, кальцит, эпидот.

Таблица

Результаты экспрессного определения слюд методом растровой электронной микроскопии

Компонент, мас. %	Тип кварца					
	Прозрачный жильный		Гранулированный		Молочно-белый	
	Биотит, Хусь-Ойка	Биотит, Хусь-Ойка	Мусковит, жила №175 Кыштымского м-я	Мусковит, Беркутинская жила Кыштымского м-я	Мусковит, Беркутинская жила Кыштымского м-я	Биотит, Рухнаволок
SiO ₂	34,3	39,73	48,73	46,55	39,86	39,74
Al ₂ O ₃	18,24	25,31	29,8	33,74	18,44	20,67
K ₂ O	12,82	8,565	12,1	12,28	10,54	8,76
MgO	0	7,31	3,4	2,97	7,4	8,25
CaO	0	0	0	0	0	0
FeO	30,2	17,6	5,89	3,65	21,9	20,36
TiO ₂	4,7	1,5	0	0,81	2,1	2,22

тонкозернистых массивных статуарных мраморов мощностью 400...1000 м. По физико-механическим показателям декоративные мраморы пригодны для внутренней и наружной облицовки, производства памятников, обелисков, сувениров. Окол, мелочь и трещиноватые мраморы приповерхностной зоны пригодны для производства декоративного щебня и песка, карбонатного сырья при получении кальциевой воздушной извести. С 1995 г. месторождение эксплуатируется АО «Мрамор». По состоянию на 01.01.2003 г. запасы облицовочного мрамора по сумме категорий составляют примерно 10 млн. м³ и около 1,2 млн. м³ трещиноватых мраморов по сумме категорий.

Пора продолжить маршрут, для чего необходимо перейти дорогу по пешеходному мостику (2), опоры и другие детали которого изготовлены из сиенитов столбовского комплекса, с которыми мы ещё не раз встретимся дальше. Сиениты широко используются в Красноярске потому, что долгие годы не нужно было возить камень издалека. Этими породами сложены красивые оранжево-розовые скалы заповедника «Столбы». В течение многих лет сиениты добывались в Сиенитовом карьере на руч. Моховой у подножия скалы «Ермак» на территории заповедника «Столбы». Теперь добыча там остановлена, карьер является частью заповедника и постепенно эта рана на поверхности Земли затягивается, покрываясь молодой травой [2].

Далее наш путь лежит через бизнес-центр «Евразия» (3), который облицован светло-серыми равномерно-среднезернистыми гранитами. Затем мы отправимся к скверу на пересечении улицы Сурикова и проспекта Мира (4). Здесь нас ждёт встреча с удивительными карельскими гранитами-рапакиви и столбовскими сиенитами, которыми выполнены бордюры. Продолжим наш путь по проспекту Мира до пересечения с улицей Парижской Коммуны (5). По пути можно увидеть облицованные разнообразными гранитами нижние части фасадов зданий. А в скверике стоят лавочки, выполненные из уже знакомых нам светло-серых равномерно-среднезернистых гранитов. Следующая наша остановка – пересечение улиц Ленина и Парижской Коммуны (6). Здесь мы увидим в облицовке зданий красивые розовые и светло-серые равномерно-среднезернистые граниты.

Теперь наш путь лежит вдоль улицы Ленина. Нижняя часть фасадов зданий отделана окрашенными масляной краской плитками известняка. Сами по себе известняки не очень устойчивы в условиях города, а после такого окрашивания получается замечательный материал, устойчивый к внешним воздействиям и сохраняющий фактуру натурального камня. Большинство известняков, используемых при строительстве, добывается на юго-западной окраине г. Красноярска в нескольких карьерах на северном склоне Торгашинского хребта. В первом на Торгашинском хребте карьере («Увал Промартели») ещё в 20-е гг. XX в. добывался известняк, применяемый в цементном производстве, а в дальнейшем в качестве флюса в металлургии. Сейчас отсюда вверх по северному склону хребта протягивается серия карьеров – как отработанных, так и действующих [2]. Запасы известняков на Торгашинском хребте по сумме всех категорий составляют около 176 млн т.

И вот уже мы подошли к остановке «Академия музыки и театра» (7). На спуске в подземный переход можно увидеть большое количество разнообразных гранитов, гнейсов и лабрадоритов. Стены спуска облицованы уже знакомыми нам торгашинскими известняками, а ступеньки выполнены из красивых порфиридных гранитов – контрастные белые и розовые кристаллы плагиоклаза на тёмном фоне основной массы. Если же приглядеться, можно увидеть и совсем тёмные плиты лабрадоритов, в ясный солнечный день на этих плитах можно даже увидеть довольно яркие иризирующие «глазки». Многие граниты, используемые в нашем городе, добыты на месторождениях Громадское, Изербельское и Промежуточное. И если граниты и диориты Громадского месторождения используются для получения щебня, граниты Изербельского и Промежуточного месторождений достаточно декоративны, обладают хорошей блочностью и используются для облицовки. На этих месторождениях граниты слагают два крупных массива – Бибикский и Джойский. Промышленные тела имеют крупные размеры. Граниты крупнозернистые, порфиридные светло-розовые, с красивым рисунком, обусловленным выделением крупных (до 8 см) фенокристаллов розово-красного полевого шпата. Разведанные запасы по сумме категорий составляют 14,2 млн. м³. Сам подземный переход, как и многие другие, отделан внутри кибик-кордонским мрамором, с которым мы уже познакомились.

Пройдём до пересечения улицы Каратанова с проспектом Мира (8). Прежде чем выйти на площадь Мира, обратим внимание на здание по адресу Мира, 5 – в его облицовке немало красивых тёмно-зелёных серпентинитов. Серпентиниты тоже достаточно распространены в архитектуре нашего города, но в этом маршруте мы встречаемся с ними в первый раз. Многочисленные проявления серпентинита известны в Северной части Западного Саяна – в Борусском и Куртушибинском гипербазитовых поясах. Прогнозные ресурсы Березовского гипербазитового массива составляют 1,4 млн. т. Подобные породы можно встретить и в ближайших окрестностях г. Красноярска – Голубой Горке и на левом берегу р. Енисей в районе пос. Удачный в их естественном залегании.

Пойдём дальше. На площади Мира можно встретить те же светло-серые граниты, из которых изготовлены лавки и бордюры. Основание Триумфальной арки выполнено из розовых сиенитов. Похожими по цвету гранитами облицован и Большой концертный зал. Если мы зайдём в кассы концертного зала, мы увидим прекрасные серо-коричневые органогенные известняки, в которых можно увидеть разнообразные окаменевшие кораллы и раковины древних моллюсков.

Последний объект нашей экскурсии – Музейный центр на Стрелке (9), нижняя часть здания которого и колонны облицованы разнообразными по структуре сиенитами столбовского комплекса. Здесь мы видим среднезернистые сиениты и более мелкозернистые, слагающие прожилки. На полированной поверхности колонн хорошо заметны темные ксенолиты различной формы и размеров. От набережной Енисея в здание музейного комплекса ведут широкие гранитные ступени. Если внимательно присмотреться к ним, то можно увидеть, что граниты разных ступенек разные по структуре. Мы можем увидеть здесь и розовые граниты с крупными порфиридными выделениями калишпата, и серые плагиограниты, и даже мигматиты. На некоторых ступеньках

хорошо видно, что граниты рассекаются жилками гранитов другого цвета и структуры. На приполированной поверхности хорошо видно, что зоны закалки многих жилкок сложены наиболее мелкозернистыми породами [1].

Различные горные породы, привезённые со всего света, использованы в отделке Красноярского железнодорожного вокзала, Большого и Малого концертных залов, МВДЦ «Сибирь», множества скверов, парков, торговых центров, банков, магазинов, фонтанов, памятников.

Горные породы – замечательный строительный материал, долговечный и красивый. Но какими бы не были прочными горные породы, они всё время в условиях мегаполиса подвергаются большому количеству разрушающих факторов: высокая влажность, углекислота и сероводород, образующиеся из выбросов предприятий и из выхлопных газов автомобилей, пыль, перепады температур. Не все горные породы одинаково переносят действие этих разрушительных факторов. Под действием кислотных дождей легче всего разрушаются известняки и мраморы. Поэтому лучше мраморы, известняки, песчаники и сланцы использовать во внутренней отделке, а во внешней облицовке зданий предпочтительнее использовать магматические (граниты, сиениты и т.д.), а также некоторые метаморфические породы – кварциты и гнейсы. Причем лучше использовать тонкозернистые породы, так как они лучше переносят температурные перепады, чем крупнозернистые [1].

Литература

1. Лобастов Б. М. Горные породы в архитектуре города Красноярска. География, история и геоэкология на службе науки и инновационного образования: Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции, посвящённой Всемирному дню Земли и 75-летию кафедры физической географии и геоэкологии. Красноярск, 19-20 апреля 2012 г. Вып. 7. – Красноярск, 2012. – 308–310 с.
2. Путеводитель по учебным геологическим маршрутам в окрестностях г. Красноярска / А.М. Сазонов, Р.А. Цыкин, С.А. Ананьев, О.Ю. Перфилова, М.Л. Махлаев, О.В. Сосновская. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2011. – 212 с.
3. <http://lbm02.jimdo.com>.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗОЛОТО-УРАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАДАТКАНДА (КОДАРО-УДОКАНСКАЯ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННАЯ ЗОНА)

В.А. Мельников

Научный руководитель профессор А.М. Спиридонов
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Золото-урановое месторождение Хадатканда территориально относится к Кодаро-Удоканской структурно-формационной зоне (СФЗ), расположенной на севере Забайкальского края. Также в пределах Кодаро-Удоканской СФЗ находится ряд месторождений черных, редких и благородных металлов различного масштаба, среди которых наиболее известными являются крупнейшее месторождение меди Удокан и ряд незначительных по масштабу месторождений и рудопроявлений – Контактное, Читкандинское, Верхнесакуканское и др. Существует несколько точек зрения о генезисе данных месторождений. Основные разногласия сводятся к вопросам источника рудного компонента (эндогенный либо поверхностный источник) и механизма его концентрирования.

В результате изучения территории Кодаро-Удоканского прогиба с региональных позиций [4], а также проведения комплексных исследований пород и руд месторождения Удокан [5] и Хадатканда появились данные, позволяющие взглянуть на проблему формирования перечисленных месторождений с позиции инфильтрационно-эпигенетического генезиса.

Месторождение Хадатканда выбрано для детальных исследований ввиду его стратиграфической принадлежности к нижнепротерозойским карбонатно-терригенным отложениям чинейской серии удоканского комплекса, а также ввиду совмещения в месторождении золотой и урановой минерализации [2].

Месторождение Хадатканда открыто в 1949 году Мангышлакской экспедицией. Детальная разведка с попутной отработкой проводилась Ермаковским рудоуправлением МВД СССР, материалы по работе которого, к сожалению, не сохранились [3]. Задача настоящей работы заключается в детальном изучении месторождения Хадатканда, определении зависимости содержаний золота, урана и других металлов, выяснении его генетической связи с нижележащими отложениями кодарской серии с целью получения корректных данных, позволяющих приблизиться к решению вопроса о генезисе месторождений нижнепротерозойского возраста, приуроченных к Кодаро-Удоканской СФЗ. Главная роль в локализации рудной минерализации на изучаемой территории принадлежит карбонатно-терригенному удоканскому комплексу. Образование комплекса делится на четыре крупные литолого-стратиграфические единицы (серии): джялтукинскую, кодарскую, чинейскую и кеменскую [5].

В структурном плане месторождение находится на пересечении двух глубинных разломов – Сюльбанского и Хадаткандского на юго-западной периферии Верхнесюльбанского магматического узла, образованного крупным массивом габбро-норитов рудопродуктивного чинейского комплекса раннего протерозоя и многофазными (от габбро до гранитов) позднепалеозойскими интрузиями. По данным Л.Б. Макарьева и соавторов [2], ураново-рудные тела, вскрытые на поверхности, представляющие собой линзы различной мощности, образуют мощную зону (порядка 10 м) меридиональной ориентировки протяженностью около 3,5 км. Среднее содержание урана на месторождении от 0,1 до 0,72 %. В единичных пробах содержание урана более 3000 г/т.

Ряд отобранных проб из уранового месторождения Хадатканда, проявивших повышенную относительно фона радиоактивность, были направлены на атомно-эмиссионный спектральный анализ в центральную аналитическую лабораторию «Сосновгеология» (г. Иркутск), где были получены первые данные о концентрации золота, урана и ряда редких элементов (табл.). Повышенная концентрация Au (2 г/т) обнаружена в пробах ХД 30 и ХД 30А. Содержание радиоактивных элементов U, Th в данных пробах не представляет интереса ввиду их незначительных концентраций (U до 0,02 г/т, Th – не обнаружен). Как видно из таблицы, уран и торий имеют положительную корреляционную зависимость с рядом элементов: Mn, Cu, Pb, Ag, Fe. В свою очередь, золото имеет положительную корреляционную связь с Mn, Fe, Ag, As и незначительную связь с Mo.

Данные по концентрации селена, также представленные в таблице, были получены в лаборатории ИГХ СО РАН им. Виноградова экстракционно-флуориметрическим методом. Была отмечена высокая корреляционная связь селена с ураном и торием, что говорит о связи оруденения с флюидом, имеющим органическое происхождение. По мнению автора, такой флюид имеет катагенетическое происхождение и его источником являются черносланцевые толщи кодарской серии.

Таблица

Содержание редких элементов месторождения Хадатканда

№№ Пп	№№ полевые	Au	Ag	As	Fe	Mo	Ni	Co	Mn	Cu	Pb	U	Th	Se
		г/т	н·10 ⁻⁶	н·10 ⁻⁴	%	н·10 ⁻³	н·10 ⁻³	н·10 ⁻³	н·10 ⁻³	н·10 ⁻³	н·10 ⁻³	н·10 ⁻²	н·10 ⁻²	н·10 ⁻⁴
1	ХД 4	н.о.	15	н.о.	10	8	30	10	100	50	60	60	4	14.82
2	ХД 5	н.о.	40	н.о.	10	10	40	30	100	40	40	30	3	17.87
3	ХД 30	2	30	100	8	0.8	20	15	20	3	0.8	2	н.о.	8.72
4	ХД 30А	2	40	150	8	1	20	20	30	4	1	2	н.о.	8.38
5	ХД 37	н.о.	15	н.о.	10	0.4	15	10	150	8	3	н.о.	н.о.	0.25
6	ХД 40	н.о.	40	н.о.	10	1	15	10	100	8	100	30	8	2.16

Примечание: н.о. – не обнаружено; содержания Au, Ag, As, Fe, Mo, Ni, Co, Mn, Cu, Pb, U, Th – получены атомно-эмиссионным спектральным анализом.

В целом, анализируя первые полученные данные, можно предположить, что гипотеза единого источника рудного золота и радиоактивных элементов урана и тория вряд ли будет иметь подтверждение при дальнейшем изучении как месторождения Хадатканда, так и в целом рудной территории Сьюльбанского разлома. Это не противоречит выводам И.В. Кучеренко [1], считавшим, что продуктивные золотоносные ассоциации выполняют более поздние относительно Сьюльбанского разлома мелкие трещины, которые были образованы в результате новых импульсов тектонических деформаций данного региона. В частности, для месторождения Хадатканда речь идет об одноименном Хадаткандском разломе.

Получение в дальнейшем дополнительных изотопно-геохимических данных и сопоставление их со структурно-динамическими и минералогическими характеристиками исследуемого месторождения позволят приблизиться к более точному пониманию процессов рудообразования как для конкретного месторождения, так и для других месторождений и рудопроявлений в пределах Кодаро-Удоканской СФЗ.

Литература

1. Кучеренко И.В. Минералого-петрохимические и геохимические черты окорудного метасоматизма в кислых породах золотопроизводящих флюидно-магматических комплексов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 24 – 32.
2. Макарьев Л.Б., Миронов Ю.Б., Вояковский С.К. О перспективах выявления новых типов промышленных комплексных урановых месторождений в Кодаро-Удоканской зоне (Забайкальский край, Россия) // Геология рудных месторождений. – М., 2010. – Т. 52. – № 5. – С. 428 – 438.
3. Макарьев Л.Б., Вояковский С.К., Илькевич И.В. Золотоносность урановых объектов в Кодаро-Удоканском прогибе // Руды и металлы, 2009, – № 6. – С. 56 – 64.
4. Митрофанов Г.Л., Немеров В.К., Семейкина Л.К. Критерии прогнозирования комплексного платино-полиметалльного оруденения в углеродистых осадочных формациях // Платина России. – М., 2005, – Т. VI. – С. 50 – 61.
5. Немеров В.К., Будяк А.Е., Развозжаева Э.А., Макрыгина В.А., Спиридонов А.М. Новый взгляд на происхождение медистых песчаников месторождения Удокан // Геология, поиски и разведка рудных месторождений, 2009. – № 2 (35). – С. 4 – 17.

ВЫСОКОЩЕЛОЧНЫЕ РАЗНОВИДНОСТИ ТРАППОВ СРЕДИ МАГМАТИТОВ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Ю.О. Нарыкова

Научный руководитель доцент М.Е. Тонких

*Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия*

Изучение траппового магматизма по-прежнему занимает одно из приоритетных направлений в исследованиях сибирских геологов. Интерес к магматитам трапповой формации связан с проблемами,

неоднократно поднимаемыми в печати в связи с тектоникой, цикличностью проявления, определением возраста ассоциации базитов с кимберлитами, с проявлением ряда полезных ископаемых. Сибирская платформа является крупнейшим ареалом проявления базитового внутриплитного магматизма. Наиболее широкое развитие здесь получили траппы, объем которых оценивается не менее чем $1,6 \cdot 10^7$ км³. Анализ интрузивов позволил исследователям выделить два этапа в истории развития траппового магматизма. Обогащенные некогерентными элементами базальты первого этапа приурочены в основном к структурам палеорифтовых систем на северо-западе Сибирской платформы, а низкокальциевые толеиты второго этапа развиты более широко в центральной и южной частях платформы.

В юго-восточной части Ангаро-Тасеевской синеклизы на юге Сибирской платформы закартированы трапповые тела, которые в отличие от других разновозрастных интрузий представлены сложной по составу ассоциацией пород [3]. Их разновидности принадлежат к гранофир-феррогаббро-долеритовой субформации и варьируют от оливиновых до гранофировых долеритов. Кроме того, в пределах одного из массивов выявлены высокощелочные породы, которые обычно не встречаются в трапповых силлах юга Сибирской платформы. Для выяснения причины столь необычной дифференциации были проанализированы результаты петро-геохимических исследований породных ассоциаций Абского массива.

В пределах массива установлена дифференцированность его от оливиновых до гранофировых долеритов и долерит-пегматитов с гранофиром. Широкое распространение группы пород, представленных габбро-долеритами, пегматоидными, гранофировыми долеритами, долерит-пегматитами и другими (переходными) разновидностями раскисленных пород является особенностью Абского массива. Особую группу пород представляют субщелочные, обогащенные кремнекислотой конечные продукты дифференцированного ряда долеритов: кварц-монцодиориты, граносиенит-порфиры, монцодиориты, образующие жилки (10...20 см), линзы (10...15 см) в гранофировых долеритах и габбро-долеритах.

По содержанию SiO₂ составы магматитов Абского массива изменяются от базальтов до базальтовых андезитов включительно. По соотношению SiO₂ – (Na₂O + K₂O) породы Абского массива относятся к семейству базальтов. Породы имеют пониженные содержания щелочей и в своем большинстве относятся к толеитовой серии. Лишь отдельные образцы попадают в пограничную область между толеитами и трахибазальтами. Сонахождение толеитовых и умеренно щелочных долеритов (трахидолеритов) свойственно интрузивным траппам северной части Сибирской платформы [2].

По содержанию TiO₂ долериты варьируются от умеренно-титанистых до высоко-титанистых в зависимости от содержания титаномагнетита и ильменита в породах. Минимальные содержания оксида титана отмечаются в кварцсодержащих долеритовых гранофирах, представляющих заключительную фазу в образовании Абского массива. Судя по относительно низкому содержанию магния (1,2...6,2 % MgO) в долеритах, инициальные для них расплавы уже испытали значительное фракционирование до их подъема к поверхности.

При рассмотрении геохимических особенностей пород обнаружены значительные колебания в концентрациях мобильных крупноионных литофильных элементов, таких как Cs, Rb, Ba и Sr, которые во многом определяются флюидной проработкой пород. Содержание менее подвижных высокозарядных элементов (Y, Th, Zr, Hf, Nb, Ta) более выдержаны, поскольку контролируются составом глубинного источника и процессами контаминации или фракционной кристаллизации инициальных расплавов. Вероятно, по разломам происходили поступления из магматической камеры в тело остывающего интрузива дополнительных порций более кислого (54...56 мас. % SiO₂) расплава и мобильного высоко фракционированного остаточного флюида. Локальное метасоматическое воздействие последнего на исходные долериты сопровождалось появлением высоко щелочных пород (до сиенитов) в пределах Абского массива, обычно не встречающихся в типичных протяженных трапповых силлах на юге Тунгусской синеклизы.

Кислые долеритовые гранофиры по отношению к типичным долеритам имеют подобные спектры распределения элементов-примесей, но отличаются более высокими их содержаниями. На графике Th/Ta – La/Yb [4] исследуемые долериты располагаются в зоне субдукционных базальтов (SZB). «Субдукционные» метки в сибирских траппах объясняются контаминирующим влиянием корового материала на поднимающиеся к поверхности инициальные базальтовые расплавы.

Траппы юга Сибирской платформы входят в состав гигантской внутриконтинентальной провинции базальтового магматизма, которая образовалась в пермо-триасовый этап тектоно-магматической активности в результате воздействия плюма на основание кратонной литосферы. Поверхностным выражением плюм-литосферного взаимодействия на западе кратона является Тунгусская синеклиза. Ее среднепалеозойское основание представлено рядом крупных разновозрастных плекативных структур, которые были сформированы в начале палеозоя и продолжали развиваться в последующие периоды. К ним относятся унаследованные синеклизы и прогибы, антеклизы и сводовые поднятия. Позднепалеозойский этап характеризуется высокой тектонической активностью, сменой морского режима континентальным и массовым проявлением базитового магматизма. Он знаменует собой формирование единой крупной области прогибания и магматизма на структурно-гетерогенном среднепалеозойском основании [1].

Опускания отдельных частей синеклизы были неравномерными как во времени (C₁₋₂ – P₂), так и в пространстве. В позднем палеозое, на фоне общего прогибания Тунгусской синеклизы, происходили резко дифференцированные тектонические движения, которые сопровождались образованием разрывных нарушений. В результате синеклиза оказалась разбитой на ряд блоков, фундаменты которых смещены относительно друг друга на сотни метров и более. Межблоковые глубинные разломы служили проводниками базальтовой магмы в верхние горизонты осадочного чехла и на поверхность.

Таким образом, магматиты, изученные в пределах Абского массива, характеризуются широким разнообразием долеритов от оливиновых до гранофировых, а также появлением высоко щелочных пород до сиенитов. Образование их, на наш взгляд, связано с различной структурной позицией магмовыводящих каналов по отношению к дренируемой магматической камере и поступлением из нее порций более кислого расплава, а также мобильного высоко фракционированного остаточного флюида. Последний оказывал локальное метасоматическое воздействие на исходные долериты, что в свою очередь сопровождалось появлением щелочных пород, не характерных для трапповых интрузий юга Сибирской платформы.

Литература

1. Мегакомплексы земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
2. Рябов В.В., Шевко А.Я., Гора М.П. Магматические образования Норильского района. – Т. 1. Петрология траппов. – Новосибирск: Nonparel, 2000. – 408 с
3. Тонких М.Е. Некоторые особенности базитового магматизма в Ангаро-Ковинском междуречье // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: Сборник избранных трудов научно-технической конференции. – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2005. – Вып. 5. – С.125–129.
4. Тонких М.Е., Егоров К.Н., Кисилев А.И. Петрогеохимическая характеристика и условия образования базитов Абского массива//Вестник ИргТУ. – Иркутск, 2012. – № 8 (62). – С. 61–69.

ПЕТРОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ДУНИТА ОСПИНСКОГО МАССИВА (ЮВ ВОСТОЧНОГО САЯНА)

О.В. Нестерова

Научный руководитель профессор А.И. Чернышов

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Работа посвящена исследованию петроструктурных особенностей пластически деформированного дунита из Оспинского массива, расположенного в юго-восточной части Восточного Саяна. Этот массив является наиболее крупным фрагментом Восточно-Саянского офиолитового покрова [2]. Массив располагается в бассейне верхнего течения рек Оног, Горлык-Гол и Саган-Сайр. Он разделен субширотным тектоническим нарушением на два блока: северный и южный. Вмещающие Оспинский массив породы представлены кристаллическими сланцами, амфиболитами и мраморами. С северо-запада по тектоническому шву ультрамафиты соприкасаются с гранитоидами. Контакты массива тектонические, в которых нередко проявляется серпентинитовый меланж. Общая площадь массива составляет более 200 км² при длине 30 км и ширине до 13 км. Массив слагают метаморфические перидотиты, которые представляют собой реститовые породы дунит-гарцбургитовый полосчатого комплекса.

Петроструктурные исследования направлены на выявление петроструктурных узоров оптических ориентировок оливина в дунитах с целью выявления механизмов и термодинамических условий их пластического деформирования.

Нами изучался ориентированный образец дунита из южного блока массива (обр. О-75/1). Дунит в незначительной степени пластически деформированный, для него характерна среднезернистая, мезогранулярная структура с размерами зерен (1,5...3 мм). Форма зерен субизометричная, полигональная, нередко слабо удлинённая. Границы зерен прямолинейные, либо плавные извилистые и часто сходятся в тройных точках под углами 120°, что свидетельствует о равновесности структуры и ее формировании в твердом субстрате [1]. Удлиненные индивиды вытягиваются субпараллельно и отражают плоскость их минеральной уплощенности. Зерна оливина имеют преимущественно однородное погасание, редко наблюдается волнистое. Однако довольно часто проявляются широкие полосы пластического излома, которые обусловлены внутрикристаллическим неоднородным трансляционным скольжением.

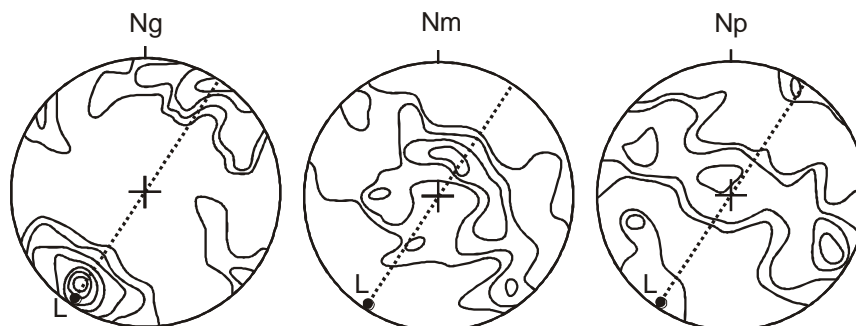


Рисунок. Диаграммы ориентировки кристаллооптических осей оливина в дуните (обр. О-75/1). Диаграммы построены по 100 замерам кристаллооптических осей минералов. Изолинии: 1...2...4...6...8...10...12 % на 1 % сетки Шмидта. Проекция на верхнюю полусферу. Точечные линии – плоскость минеральной уплощенности, L – линейность

Для оливина установлены строгие предпочтительные петроструктурные узоры оптических ориентировок для осей Ng, Nm и Np (рис.), которые тесно связаны с плоскостью уплощенности зерен оливина (S). Оси Ng локализируются в максимум высокой плотности (12 %), который отражает преимущественное горизонтальное расположение осей в СВ-ЮЗ направлении. Этот максимум находится в плоскости минеральной уплощенности и совмещается с линейностью L. Отмечается также незначительная концентрация осей Ng в слабый максимум (2 %), ориентированный нормально уплощенности. Оси Nm и Np образуют совмещенные пояса, нормально основному максимуму осей Ng II L. В поясах четко выделяются локальные максимумы, при этом, наиболее сильный максимум Np (6 %) располагается нормально минеральной уплощенности, а наиболее сильный максимум Nm (6 %) лежит в плоскости минеральной уплощенности.

Наличие равновесной мезогранулярной структуры дунита со слабым проявлением пластических деформаций, очевидно, предполагает следующую последовательность ее формирования.

На начальном этапе дунит, очевидно, претерпел рекристаллизацию отжига, которая способствовала уничтожению внутрикристаллических дислокаций и сопровождалась образованием свободных от напряжения зерен с тройными точками сочленения и однородным погасанием [3]. Отжиговая рекристаллизация протекала под контролем внешнего поля напряжения с образованием максимума Np, локализация которого контролировалась осью сжатия.

На последующем этапе дунит был подвержен в незначительной степени пластическим деформациям, которые осуществлялись, главным образом, высокотемпературным трансляционным скольжением по системе $\{0kl\}[100]$. При этом, направление пластического течения в дуните отражает минеральная линейность, совмещенная с максимум осей Ng II $[100]$. А наличие локальных максимумов Nm и Np оливина в совмещенных поясах концентрации свидетельствуют об активизации «карандашных» плоскостей скольжения $\{0kl\}$.

Отмечается также слабое проявление более низкотемпературного трансляционного скольжения по системе $(100)[001]$. Такой петроструктурный узор оливина свидетельствует о том, что пластическое течение в дуните протекало в условиях осевых деформаций в режиме снижения температур (от 900°) при низкой скорости (10-8с-1) [4]. Пластические деформации имели преимущественно однородный характер с частичным неоднородного и осуществлялись, главным образом, рекристаллизацией отжига и, реже, высокотемпературным трансляционным скольжением.

Таким образом, проведенный петроструктурный анализ в дуните позволил выявить предпочтительные узоры ориентировок оптических осей оливина, что позволило установить последовательность механизмов пластического деформирования породы в процессе формирования.

Литература

1. Вернон Р.Х. Метаморфические процессы. – М.: Недра, 1980. – 226 с.
2. Офиолиты и олиостроммы Восточного Саяна / Н.Л. Добрецов, Р.Г. Конников, В.Н. Медведев, Е.В. Складов // Рифейско-нижнепалеозойские офиолиты Северной Евразии. – Новосибирск: Наука, 1985. – С. 34–58.
3. Чернышов А.И. Ультрамафиты (пластическое течение, структурная и петроструктурная неоднородность). – Томск, 2001. – 216 с.
4. Nicolas A., Poirier J.P. Crystalline plasticity and solid state flow in metamorphic rocks. – New York: Wiley-Interscience, 1976. – 444 p.

РЕДКОЗЕМЕЛЬНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПИРИТОВЫХ КОНКРЕЦИЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ СРЕДНЕЮРСКОГО ВОЗРАСТА ТАТАРСТАНА

В.М. Николаева, Э.А. Королёв, О.П. Шиловский

Научный руководитель доцент Э.А. Королёв

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

На территории Татарстана юрские отложения распространены в юго-западной части Республики на границе с Ульяновской областью. В тектоническом отношении они приурочены к северо-восточному борту Ульяновско-Саратовского прогиба, граничащего с Токмовским сводом. Породы юрского возраста представлены мелководно-морским глинисто-терригенным комплексом, в составе которого выделяются отложения байосского, батского, келловейского, оксфордского и кимериджского ярусов [2]. Рассматриваемый комплекс большей частью сложен зеленовато-серыми глинами, среди которых залегают редкие прослойки алевролитов и косослоистых песчаников со знаками волновой ряби.

В пределах одного из обнажений, урочища Тархановская пристань, глинистые отложения средней юры (предположительно $J_2b - J_2dt$) обогащены осадочно-диагенетическими пиритовыми конкрециями, образующими поля рудной минерализации видимой площадью до $5,0 \text{ км}^2$. Здесь на относительно небольшом участке порода буквально усеяна многочисленными включениями разнообразных по размерам ($2,0...15,0 \text{ см}$) пиритовых агрегатов (рис. а). Центральная часть «поля» содержит максимальное количество пиритовых конкреций, на квадратный метр площади приходится от 50 до 80 штук сульфидных образований. По мере продвижения к краям поля плотность сонахождения агрегатов постепенно уменьшается сначала до $30...40 \text{ шт./м}^2$, затем – до $10...20 \text{ шт./м}^2$, и вплоть до их полного исчезновения. Все пиритовые агрегаты в пределах рудного поля характеризуются уплощенной формой, ровным плоским основанием и рельефной бугристой поверхностью. Преобладают агрегаты с выпуклым верхом в виде полусферы или полуэллипса и в виде круглых валиков с внутренней центральной полусферой (рис. б). Морфологический облик выделений пирита, соответствует современным и древним бактериальным матам, что позволяет считать их биоморфозами, образованными в результате метасоматического

замещения колоний цианобионтов. Ранее проведенные исследования позволяют рассматривать пиритовое рудное «поле» в качестве следов придонных высачиваний сероводородных сипов, существовавших в период развития Среднерусского палеоморя [1].

Детальные исследования пиритовых конкреций с помощью растрового электронного микроскопа (EVOGM), совмещенного с энергодисперсионным спектрометром, позволили выявить в них своеобразный комплекс микроминеральных ассоциаций. В данной работе будет рассмотрена лишь редкоземельная минерализация.



а



б

Рисунок. Фото поверхности абразионной террасы р. Волги, усеянной пиритовыми конкрециями и глыбами песчаника (а), и наиболее характерных форм пиритовых агрегатов, слагающих рудное «поле» (б)

Наличие в конкрециях редкоземельных элементов (РЗЭ) было установлено еще по результатам энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии (S2 RANGER, Bruker), которая показала относительно высокие массовые проценты лантана (0,1...0,4 %), церия (0,1...0,3 %), неодима (0,2...0,4 %) и самария (0,1...0,2 %), в единичных случаях встречается иттрий (0,1... 0,2 %). Если пересчитать полученные содержания РЗЭ на массу пиритовых конкреций, то получаются весьма существенные их концентрации в относительно ограниченном объеме (табл.). При сравнении значений, приведенных в таблице, хорошо прослеживается тенденция увеличения РЗЭ по мере повышения массы содержащих их колчеданных образований. Подобная закономерность свидетельствует о том, что в процессе формирования рудного «поля» и роста пиритовых конкреций подток рассматриваемых элементов оставался постоянным. В случае пульсационного их поступления между весовыми показателями и размерами агрегатов дисульфида железа, с одной стороны, и концентрацией в них РЗЭ, с другой, не наблюдалось бы никакой закономерности. Анализ результатов спектрального анализа также позволил установить, что редкоземельные элементы находятся в тесной парагенетической связи с P_2O_5 . В пиритовых конкрециях прослеживается практически прямая зависимость между содержанием фосфатного вещества и общей суммой РЗЭ. Учитывая высокую степень сродства лиганда P_2O_5 с лантаноидами, можно предполагать, что они образуют совместные комплексные соединения с редкоземельными элементами. Таким образом, наиболее вероятными минеральными формами нахождения РЗЭ будут являться простые и сложные соли ортофосфорной кислоты.

Таблица

Содержание РЗЭ в различных по массе пиритовых конкрециях

Масса пиритовой конкреции, грамм	La_2O_3		Nd_2O_3		Sm_2O_5		$\Sigma PZ\bar{E}$		P_2O_5	
	%	грамм	%	грамм	%	грамм	%	грамм	%	грамм
1124	-	-	0,28	3,15	0,18	2,02	0,46	5,17	0,27	3,03
744	-	-	0,16	1,19	-	-	0,16	1,19	0,21	1,56
364	0,3	1,09	0,29	1,06	-	-	0,59	2,15	0,41	1,49
160	0,11	0,18	0,27	0,43	0,19	0,30	0,57	0,91	0,36	0,58
85	0,30	0,25	0,32	0,27	-	-	0,62	0,53	0,37	0,31

Изучение поверхностей сколов пиритовых конкреций в камере растрового электронного микроскопа позволило установить следующие минеральные соединения лантаноидов: $LaPO_4$, $CePO_4$, $(La,Ce)PO_4$, $(Nd,La)PO_4$, $SmPO_4$, редко YPO_4 . Таким образом, минералы-концентраторы редких земель в колчеданных образованиях представлены различными по составу монацитами, единичные – ксенотимом. Наиболее часто встречаемой формой выделения минералов являются одиночные ксеноморфные зерна, иногда короткопризматические кристаллы. Агрегатные сростки обнаружены не были.

Фосфаты редкоземельных элементов образуют несколько генераций. Минералы первой генерации приурочены к поверхностям зерен кварца и обломков полевых шпатов, которые в виде включений присутствуют в пиритовых конкрециях. Монацит по аллотигенным структурным элементам образует либо рассеянную тонкую вкрапленность с размером новообразований 2,0...10,0 микрон, либо единичные относительно крупные нашлапки в 20...100 микрон. Для первых характерен пластинчато-изометричный облик, для вторых – пластинчато-

удлиненный. Границы контуров минералов закругленные или прямые с хорошо образованными гранями и углами. На контакте монацитов с подложками, по которым они развиваются, отмечаются следы коррозии. Наиболее интенсивно «изъедены» полевые шпаты. У некоторых микроклинов края приобретают заливообразные очертания. При этом изолированные реликтовые фрагменты КППШ находятся внутри замещающих их зерен монацитов. На крупных объектах отчетливо видно, как фосфаты внедряются вглубь полевых шпатов по системам микротрещин, постепенно раздвигая поверхность калиевых и натриево-кальциевых алюмосиликатов. Вторая генерация редкоземельных минералов метасоматически замещает зерна пирита в теле конкреций. Зерна аутигенных монацита и ксенотима достигают 50,0 микрометров, обычно имеют удлиненный, короткопризматический облик, от минералов-подложек отделены четкими границами. Контакт с замещаемым пиритом коррозионного типа. Контурные границы фосфатных новообразований неровные, пилообразные, формирующиеся грани часто незавершенные. Внутри монацитов отмечаются захваченные микровключения исходного пирита. Третья генерация фосфатов лантаноидов развивается в межзерновом пустотном пространстве пиритовых конкреций. Судя по всему, в процессе формирования колчеданных агрегатов внутри них создавались полости, не заполненные минеральным веществом, где впоследствии из остаточных растворов и отлагались кристаллы монацита. Условия свободного роста определили наличие у новообразований рассматриваемой генерации хорошо развитых габитусных форм в виде ровных граней, завершенных ребер и углов. Кристаллы короткопризматические, размерами достигают 5,0 микрон. В каждой полости, как в «занорыше», развивается один, реже два монацита. От вмещающей зернистой массы они большей частью отделены свободным пространством, практически не взаимодействуя с окружающими их пиритами. Исключение составляют грани, прилегающие к стенкам полостей. Однако ракурс съемки не позволяет определить характер взаимодействия минералов в местах их соприкосновения.

Таким образом, полученные данные показывают, что редкоземельная минерализация в пиритовых осадочно-диагенетических конкрециях представлена фосфатами лантаноидов, из которых преобладают простые и сложные монациты различного облика и генераций.

Литература

1. Королёв Э.А., Николаева В.М. Проявления очагов разгрузок сероводородных флюидов в юрских отложениях северо-восточной окраины Ульяновско-Саратовского прогиба // Ленинградская школа литологии: Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б. Рухина Санкт-Петербург, 25-29 сентября. – Т. II. – Санкт-Петербург: СПбГУ, 2012. – С. 249–251.
2. Костылева В.В., Митта В.В. Стратиграфия и обстановки осадконакопления средней юры урочища Тархановская пристань, Татарстан // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Науч. материалы четвертого Всерос. совещ. – Санкт-Петербург: ООО «Издательство ЛЕМА», 2011. – С. 117–118.

МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ, МОРФОЛОГИЯ И СТРУКТУРА УРОЛИТОВ (МОЧЕВЫХ КАМНЕЙ)

В.К. Осадчий

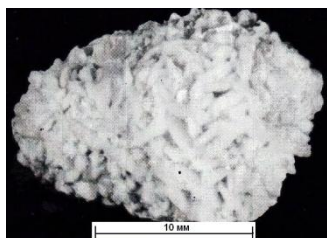
Научный руководитель доцент А.К. Полиенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

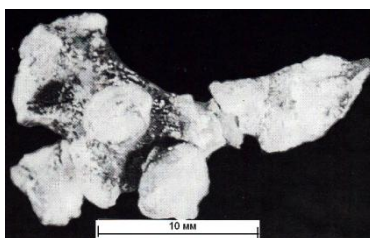
Уролиты (мочевые камни) формируются в мочевой системе человека и животных и являются причиной серьёзного заболевания – мочекаменной болезни (МКБ). Мочекаменная болезнь – это болезнь обмена веществ, вызванная различными эндогенными (внутренними) и / или экзогенными (внешними) причинами, нередко носит наследственный характер и определяется наличием уролита в мочевой системе [1, 2].

Уролиты принадлежат к группе биоминералов, являются конечным продуктом многофакторного метаболического процесса и симптомом различных аномалий, отмечаются сегодня с частотой в 4...10 %.

Уролиты имеют достаточно разнообразный внешний вид. Чаще всего выявляются уролиты овальной формы (рис. 1), кораллоподобные уролиты (рис. 2), и с щёткоподобной (друзовидной) поверхностью (рис. 3).



*Рис. 1. Друзовидная поверхность уролита.
Увел. x 5*



*Рис. 2. Кораллоподобный уролит.
Увел. x 5*



*Рис. 3. Щёткоподобная поверхность уролита.
Увел. x 8*

Все уролиты условно подразделяются по химическому составу на оксалаты, фосфаты, ураты и другие (табл.) [2].

Таблица

Минеральный состав уролитов

Название, принятое в медицине	Химическое название	Минералогическое название	Химическая формула
Оксалаты	Оксалат Са моногидрат	Уэвеллит	$\text{CaC}_2\text{O}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Оксалат Са дигидрат	Уэдделлит	$\text{CaC}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Фосфаты	Фосфат Mg и NH_4 гексагидрат	Струвит	$\text{MgNH}_4\text{PO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Фосфат Са основной	Гидроксилapatит	$\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3(\text{OH})$
	Сложный карбонат фосфата Са	Карбонатапатит	$\text{Ca}_5(\text{PO}_4, \text{CO}_3)_3(\text{OH})$
	Кислый фосфат Mg трехводный	Ньюберит	$\text{MgHPO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
	Кислый фосфат Са двухводный	Брушит	$\text{CaHPO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Трехкальциевый фосфат	Витлокит	$\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$
Карбонаты	Карбонат Са	Фатерит	CaCO_3
Оксиды	Оксиды и гидроокислы железа	Магнетит	Fe_3O_4
		Гематит	Fe_2O_3
		Гетит	FeOOH
		Лепидокрокит	FeOOH
Ураты	Мочевая кислота	-	$\text{C}_5\text{H}_4\text{N}_4\text{O}_3$
	Мочекислый дигидрат	-	$\text{C}_5\text{H}_4\text{N}_4\text{O}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Аммонийурат	-	$\text{C}_5\text{H}_2\text{O}_3\text{N}_4(\text{NH}_4)_2$
	Натрийурат моногидрат	-	$\text{C}_5\text{H}_2\text{O}_3\text{N}_4\text{Na}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Кальцийурат дигидрат	-	$\text{C}_5\text{H}_2\text{O}_3\text{N}_4 \text{Ca} \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Органические уролиты	Ксантин	-	$\text{C}_2\text{H}_4\text{N}_4\text{O}_2$
	Гипоксантин	-	$\text{C}_5\text{H}_4\text{N}_4\text{O}$
	Цистин	-	$\text{SCH}_2\text{CH}(\text{NH}_2)\text{COOH}$

Оксалаты состоят из солей щавелевой кислоты в виде кристаллов щавелевокислого кальция, оксалата кальция моногидрата и дигидрата, минералогическое название которых уэвеллит и уэдделлит. Основным источником образования щавелевой кислоты в организме являются пуриновые основания, производным которых является ксантин. Оксалатные уролиты имеют форму тутовой ягоды с шершавой, шишковатой или «колючей» поверхностью. Цвет оксалатных уролитов вследствие адсорбции гемоглобина обычно темно-коричневый, но нередко камни белого цвета.

Фосфаты формируются из солей фосфорной кислоты, чаще солей кальция и калия. Конкременты состоят из аморфной кристаллической фосфорнокислой извести, иногда с примесью магнезиальных и аммиак-магнезиальных соединений. В сухом состоянии фосфаты похожи на мел, они хрупки, легко разрушаются. Фосфатные камни обычно имеют неправильную форму, поверхность у них шероховатая, реже гладкая, цвет – от серого до белого.

Ураты состоят из солей мочевой кислоты – натриевой, калиевой, кальциевой и магнезиальной. Рентгенологически они почти не определяются. Уратные камни большей частью шаровидные или эллипсоидные, обычно гладкие, реже имеют тонкозернистую поверхность, бородавчатые, цвет – от желто-серого до темно-красно-коричневого. В изломе наблюдаются закономерные концентрические слои [3].

При изучении внутреннего строения уролитов установлено, что они имеют только полиминеральный состав, включающий два минерала и более. Чаще всего встречались оксалаты (58 %), реже – уролиты сложного состава, включающие комбинацию минералов разных групп, еще реже – фосфаты и ураты, и, как казуистика, камни других типов (таблица), при этом структура распределения камней по химическому составу была одинаковой у мужчин и женщин. Из оксалатов чаще выявляли оксалат кальция моногидрат (уэвеллит), из фосфатов – карбонат-апатит, из уратов – мочевую кислоту и ее дигидрат. Другие минералы встречались значительно реже, а некоторые – лишь в единичных случаях.

По особенностям морфологии выделяется шесть групп поверхности уролитов.

Уролиты первой группы имеют друзовидную поверхность, покрытую многочисленными мелкими кристаллами. В промежутках между кристаллами отмечается белая мелкокристаллическая масса, которая представлена хорошо образованными кристаллами того же минерала. Такие мельчайшие кристаллы нередко нарастают на ребрах и вершинах крупных кристаллов, давая начало дендритообразованию, реже наблюдаются кристаллы с наличием двойников.

Уролиты второй группы характеризуются «почковидной» бугорчатой поверхностью. Размер отдельных «почек» может быть различным – от нескольких микрометров до десятых долей миллиметра в поперечнике.

Третья группа уролитов имеет пористую, неровную, часто бугорчатую или почковидную поверхность, на которой отмечаются единичные кристаллы оксалатов кальция или фосфатов. Поверхность уролитов четвертой

группы интенсивно изрезанная, пористая, бухтообразная. Уролиты пятой группы относятся к кораллоподобным, обладают неровной поверхностью, сложенной мелкозернистой массой, которая имеет уратный или фосфатный состав. Уролиты шестой группы имеют сглаженную, похожую на шлифованную, поверхность, которая при большом увеличении имеет хорошо выраженный рельеф. Изучение рельефа поверхности уролитов показывает, что его разнообразие обуславливается, несомненно, условиями образования уролитов [3].

В строении уролитов часто выделяются ядро и окружающие его слои.

Внутреннее строение уролитов очень разнообразно, что связано с их минеральным составом и разной морфологией минеральных индивидов, слагающих уролиты. Все уролиты по характеру их внутреннего строения подразделяются на три морфологических вида: кристаллически-зернистые (рис. 4), сферолитовые (рис. 5) и комбинированные (рис. 6).

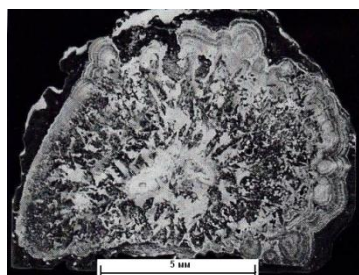


Рис. 4. Кристаллически-зернистая структура уролита.
Увел. x 15

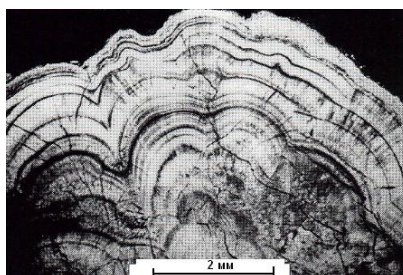


Рис. 5. Сферолитовая структура уролита. Увел. x 20

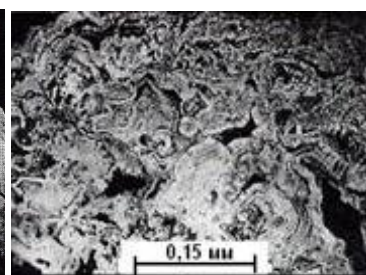


Рис. 6. Комбинированная структура сферолитов уролита.
Увел. x 200

Кристаллически-зернистое строение имеют уролиты, состоящие из оксалатов и реже некоторых других минералов (класса фосфатов, уратов). В их строении принимают участие зерна (часто кристаллы с хорошей огранкой) в виде дендритовидных образований. Отдельные кристаллы отделены друг от друга тончайшими пленками органического вещества. Рост кристаллов происходит от центра уролитов к периферии, все кристаллы вытянуты своей четверной (уэдделлит) или двойной (уэвеллит) осью симметрии в этом направлении (от центра камня к периферии).

Литература

1. Кораго А.А. Введение в биоминералогию. – СПб.: Недра, 1992. – 280 с.
2. Полиенко А.К., Шубин Г.В., Ермолаев В.А. Онтогенез уролитов. – Томск: Изд-во РИО «Пресс-Интеграл» ЦПК ЖК, 1997. – 128 с.
3. Полиенко А.К., Бакиров А.Г. Основы кристаллографии и минералогии для урологов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 108 с.

РАСЧЕТ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА БАЙКАЛ ПО ПЕТРОХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

А.В. Ощепкова¹

Научный руководитель старший научный сотрудник В.А. Бычинский²

¹Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

²Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Осадочные бассейны Байкальской рифтовой зоны представляют собой перспективные объекты для изучения геологической истории Внутренней Азии. Во впадине оз. Байкал донный осадок составляет 8-километровую толщу, в которой записана в течение 25...30 миллионов лет история региона, и представляет собой перспективный объект для изучения климатической континентальной летописи.

Успешные работы по проекту «Байкал Бурение» позволили получить керны байкальских осадков до 600-метровой глубины. Наиболее информативными оказались глубоководные скважины на Академическом хребте, вскрывшие 200-метровую (BDP-96) толщу осадков [2]. По биогенному кремнезему, содержащемуся в донных осадках, можно точно выявить циклы «потепление-похолодание». Но более детальная климатическая картина воссоздается по химическому составу осадка. Результаты рентгенофазового метода (XRD-метода) уже показали высокую значимость минералогического состава в палеоклиматических реконструкциях [4]. Однако затраты времени, необходимые для аналитических исследований, делают невозможным определение минералогического состава по всему разрезу скважины с шагом, равным интервалу определения биогенного кремнезема. Поэтому целесообразно применение вычислительных средств, которые позволят рассчитывать минеральный состав, опираясь только на петрохимию отложений.

Широко применяемый в этом направлении симплекс-метод не позволяет описывать твердые растворы – переслаивающиеся двух-трехслойные силикаты с адсорбированными элементами в межслоевых пространствах. Обязательное условие метода – химическому составу исследуемого интервала должна точно соответствовать

матрица минерального состава (список минералов). Поэтому, основная задача, которую необходимо решить для эффективного использования предлагаемого метода, – это расчет условной стехиометрической формулы смешаннослойных минералов, в которых чередуются слои разного типа. Это минералы, подобные иллит-сметкиту и хлорит-сметкиту, для которых строгая стехиометрическая формула отсутствует.

Для получения условной стехиометрической формулы смешаннослойных минералов был вычислен химический состав, приходящийся на глинистую часть осадка. Для этого исходный химический состав, полученный силикатным анализом, был пересчитан на терригенную часть без таких элементов как титан, марганец, которые занимают доли процента в исходной пробе, а в минералах содержатся в виде изоморфных примесей. Удалена также и сера, которая, вероятно, входит в состав органического вещества.

Химический состав смешаннослойных глинистых минералов был получен как разница между общим химическим составом и химическим составом установленных рентгенофазовым методом неслоистых минералов. Расчет стехиометрической формулы смешаннослойных минералов по полученному химическому составу выполнен по методике, предложенной в [1, 3].

Таблица 1

Стехиометрические формулы смешаннослойных алюмосиликатов

Иллит-сметкиты	
$Na_{0,44}Mg_{0,37}Al_{0,32}Fe_{0,9}Si_{3,99}Al_{0,01}O_{10}(OH)_2(H_2O)_4$	
$Na_{0,2}Mg_{0,34}Al_{0,27}Fe_{0,9}Si_4O_{10}(OH)_2(H_2O)_4$	
$Na_{0,35}Mg_{0,55}Al_{0,19}Fe_{0,88}Si_{3,43}Al_{0,57}O_{10}(OH)_2(H_2O)_4$	
$Na_{0,55}Mg_{0,18}Al_{0,73}Fe_{0,91}Si_{2,83}Al_{1,17}O_{10}(OH)_2(H_2O)_4$	
$Na_{0,46}Ca_{0,42}Mg_{0,39}Fe_{1,05}Al_{0,35}Si_4O_{10}(OH)_2$	
$Na_{0,21}K_{0,005}Ca_{0,32}Mg_{0,36}Fe_{1,05}Al_{0,29}Si_4O_{10}(OH)_2$	
$Na_{0,38}K_{0,06}Ca_{0,42}Mg_{0,59}Fe_{1,06}Al_{0,56}Al_{0,27}Si_{3,73}O_{10}(OH)_2$	
$Na_{0,59}K_{0,27}Ca_{0,19}Mg_{0,19}Fe_{1,08}Al_{1,06}Al_{0,97}Si_{3,03}O_{10}(OH)_2$	
Хлорит-сметкиты	
$Na_{0,75}Ca_{0,35}Fe_{1,55}Mg_{0,32}Al_{0,57}Si_{3,43}O_{10}(OH)_8$	
$K_{0,01}Na_{0,34}Ca_{0,26}Fe_{1,53}Mg_{0,29}Al_{0,46}Si_{3,54}O_{10}(OH)_8$	
$K_{0,09}Na_{0,56}Ca_{0,31}Fe_{1,41}Mg_{0,44}Al_{1,24}Si_{2,76}O_{10}(OH)_8$	
$K_{0,3}Na_{0,66}Ca_{0,11}Fe_{1,1}Mg_{0,11}Al_{2,3}Si_{1,7}O_{10}(OH)_8$	

Таблица 2

Минеральный состав плейстоцен-плиоценовых осадков оз. Байкал, скв. ВДР-96, Академический хребт

Глубина, м		Терригенный компонент осадка (100%)							
		Неслоистые минералы		Слоистые силикаты					
		Кварц	Полевой шпат	Иллит-сметкит	Иллит	Мусковит	Хлорит	Хлорит сметкит	Каолинит
18,45	XRD	12,6	12,6	34,0	23,0	6,7	4,0	5,2	1,9
	Расчет	18,2	12,5	33,0	13,4	9,9	1,1	6,2	5,4
	Расхождение	-5,6	0,1	1,0	9,6	-3,2	2,9	-1,0	-3,5
32,59	XRD	17,7	16,8	31,8	0	20,8	6,4	4,1	2,6
	Расчет	23,6	11,8	32,8	0	19,6	1,8	4	6,4
	Расхождение	-5,9	5,0	-1,0	0	1,2	4,6	0,1	-3,8
67,85	XRD	14,4	15,8	32,9	0	21,9	5,2	7,8	2,1
	Расчет	16,2	14,7	32,3	0	22,7	4,2	6,1	3,7
	Расхождение	-1,8	1,1	0,6	0	-0,8	1,0	1,7	-1,6
98,13	XRD	10,5	11,7	38,2	16,2	10,4	2,2	9,6	1,2
	Расчет	22,2	10,9	34,6	25,6	0,6	0	0,5	5,8
	Расхождение	-11,7	0,8	3,6	-9,4	9,8	2,2	9,1	-4,6

XRD – рентгенофазовый анализ.

Расчет – минеральный состав, определенный с помощью симплекс-метода.

Расхождение – разница в расчете между рентгенофазовым анализом и расчетным составом.

Определение стехиометрических формул различных типов смешаннослойных минералов строится на сходных принципах. Расчеты удобно проводить в программном продукте Microsoft Office Excel. Сумма весовых процентов оксидов может отличаться от 100%, поэтому производится пересчет. Находятся молекулярные количества каждого компонента, для этого вычисляется отношение весового процента к молекулярному весу. Рассчитываются атомные количества катионов умножением молекулярного количества компонентов на число катионов в его формуле, для удобства расчетов полученная величина умножается на 104. Подсчитывается сумма атомных количеств кислорода. Определяется делитель (расчетный фактор), как частное от деления суммы всех атомных количеств кислорода на число атомов кислорода в теоретической формуле минерала. Для минералов гидрослюдистой группы оно равно 22, для монтмориллонита и хлорита – 6. Находятся доля каждого катиона в

формуле путем деления атомного отношения оксида на делитель. Число атомов кислорода, воды и ОН-группы, согласно основному условию всех расчетов, приравнивается к теоретическому. При помощи данного метода был рассчитан ряд формул для иллит-сметкитов и хлорит-сметкитов (табл. 1)

Разработанный способ оценки условных кристаллохимических формул в сочетании с симплекс методом позволяет оценить минеральный состав байкальских осадков, отлагавшихся в различных условиях климата и окружающей среды. В таблице 2 приведено сравнение результатов расчета минерального состава и аналитических определений, приведенных в [4].

В данном примере разработанный метод использован для определения минерального состава тех горизонтов, где в первом случае проводился только минералогический анализ, а во втором химический анализ и минералогический состав был неизвестен. Пробы взяты с близкой глубины, критерием сходства проб является содержание биогенного кремнезема, что позволяет считать, что эти пробы взяты из горизонтов со сходным химическим составом. Как можно убедиться, решение, полученное симплекс-методом, достаточно точно соответствует данным рентгенофазового анализа (табл. 2).

Отметим, что сопоставлены теплые (18,45; 98,13) и холодные (32,59; 67,85) интервалы. Масштаб отличий определяется следующим фактором: список минеральных фаз, полученных XRD-методом, отличается от общего химического состава. В нем не учитываются такие элементы, как сера, марганец, титан, потери при прокаливании и ряд других. Поэтому, по минеральному составу, полученному данным методом, невозможно точно определить полный химический состав данной пробы. Тем не менее, полученные нами результаты хорошо сопоставимы с данными рентгенофазового анализа. Следовательно, используя данные подходы, мы можем качественно оценить весь объем накопленной химико-аналитической информации по байкальским донным осадкам и выбрать те короткие интервалы ядра, исследование которых XRD-методом (или любым другим) даст наиболее ценные сведения о климатических изменениях.

Литература

1. Булах А.Г. Руководство и таблицы для расчета формул минералов. – М.: Изд-во Недр, 1964. – 131 с.
2. Кузьмин М.И., Карабанов Е.Б., Каваи Т., Вильямс Д., Бычинский В.А., Кербер Е.В., Кравчинский В.А., Безрукова Е.В., Прокопенко А.А., Гелетий В.Ф., Калмычков Г.В., Горегляд А.В., Антипин В.С., Хомутова М.Ю., Сошина Н.М., Иванов Е.В., Хурсевич Г.К., Ткаченко Л.Л., Солотчина Э.П., Йошида Н., Гвоздикив А.Н. Глубоководное бурение на Байкале: основные результаты // Геология и геофизика, 2001. – Т.42. – № 1–2. – С.8–35
3. Расчет структурной формулы глинистых минералов. Методические указания. Составитель Т.В. Вакалова, И.Б. Ревва. – Томск: Ротапринт ТПУ, 2007. – 20 с.
4. Солотчина Э.П. Структурный типоморфизм глинистых минералов осадочных разрезов и кор выветривания. – Новосибирск: Академ. изд-во «Гео», 2009. – 234 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГРАНИТОВ И ПЕГМАТИТОВ ДУНГУРХИНСКОГО МАССИВА ЗАПАДНОЙ МОНГОЛИИ

А.А. Пешков

Научный руководитель доцент С.И. Коноваленко

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Крупный (до 2200 км²) Дунгурхинский плутон располагается на крайнем западе Монголии к северу от озера Хотон-Нур. Он прорывает монотонные терригенные отложения турбидитовой толщи раннепалеозойского возраста, слагающие нижний структурный этаж Алтае-Монгольского микроконтинента [1]. Ранее гранитоиды массива относились по возрасту к позднеордовикским и синхронизировались с завершением геосинклинального развития каледонид Монгольского Алтая [2]. Однако более поздние работы показали, что многие крупные плутоны региона, входящие в состав позднеордовикской гранит-гранодиоритовой формации кислых пород нормального ряда щелочности и умеренной кремнекислотности, на самом деле являются полихронными образованиями и включают в себя самостоятельные фазы внедрения, относящиеся к ордовику, среднему палеозою и раннему мезозою. Дунгурхинский массив в этом плане не является исключением. На современной стадии изученности его восточная часть рассматривается как среднепалеозойская (D₂₋₃), а западная считается раннемезозойской (Т) [3]. В работе разбираются геохимические особенности гранитоидов более молодой западной части плутона. Она сформирована породами двух фаз внедрения. Главная фаза, которой сложена основная площадь, представлена преимущественно биотитовыми и крупно-грубозернистыми двуслюдяными гранитами, иногда содержащими дополнительно турмалин. В краевой части массива биотитовые граниты главной фазы содержат повышенное количество Mg-Fe слюды (более 5 %), что заставляет относить их к меланократовым разновидностям, местами переходящим в типичные адамеллиты. Адамеллиты несут следы слабой гнейсоватости и обнаруживают трахитоидную текстуру. С биотитовыми и двуслюдяными гранитами внутренней зоны массива они имеют фациальные взаимоотношения.

Сами двуслюдяные граниты главной фазы обладают массивной текстурой, но отличаются непостоянством зернистости, которая варьирует от средней до грубой, вплоть до появления пегматоидной разновидности со шпировыми пегматитами. Минеральный состав породы при этом в большинстве случаев остается довольно выдержанным. Только в локальных зонах пневматолито-гидротермального изменения резко сокращается в гранитах объем полевых шпатов и возрастают содержания кварца, светлых слюд и турмалина.

Породы следующей дополнительной фазы внедрения более разнообразны по составу, текстуре и структуре, нежели граниты главной фазы. Они представлены жильными телами мелкозернистых турмалиновых

гранитов, лейкогранитов, аплитов и пегматитов. Последние в отличие от шлировых тел главной фазы лучше дифференцированы, затронуты процессами автотасоматоза и несут не промышленную бериллиевую минерализацию.

Геохимические особенности гранитов и пегматитов массива изучены методом масспектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (табл.).

Таблица

Содержание элементов-примесей (г/т) в гранитоидах Дунгурхинского массива

Характеристика гранитоидов	Элементы-примеси (г/т)										
	Pb	Cr	Ti	Be	Cs	Sr	Rb	Ba	W	Nb	Ta
Средний гранит (по Л.Н. Овчинникову, 1990)	19,0	5,6	1600,0	3,6	5,0	150,0	180,0	750,0	2,2	21,0	3,6
Двуслюдяные граниты главной фазы Дунгурхинского массива	22,1	76,8	2784,6	112,5	31,4	73,5	173,8	93,3	0,5	13,4	0,8
Мелкозернистые лейкограниты дополнительной фазы массива	8,5	38,9	406,3	8,5	57,2	6,8	407,3	8,7	3,2	25,6	19,4
Внутригранитные пегматиты дополнительной фазы	20,2	81,3	1460,7	8,7	28,9	24,7	274,0	41,2	5,4	22,4	1,6

Результаты анализов показывают, что граниты Дунгурхинского массива характеризуются повышенным фоном литофильной редкометальности, особенно Be и Cs, отчасти Ta и Nb относительно среднего гранита по Л.Н. Овчинникову [4]. Вместе с тем, одновременно они заметно обогащены так называемыми транзитными элементами, мало свойственными стандартным гранитным системам. В ходе дифференциации расплава по мере становления плутона накапливались преимущественно флюофильные редкие элементы, тесно связанные с В и F, и сокращались объемы пиротфилов Ba, Sr, Pb. Отсюда очень высокие значения индикаторных отношений Rb/Ba и Rb/Sr, указывающие на потенциальную рудоносность плутона.

Литература

1. Владимиров А.Г., Шокальский С.П., Пономарева А.П. и др. Позднепалеозойский-мезозойский гранитоидный магматизм Алтая // Геология и геофизика, 1997. – Т. 38. – № 4. – С. 715–729.
2. Гаврилова С.П. Гранитоидные формации Западной Монголии // Гранитоидные и щелочные формации в структурах Западной и Северной Монголии. – М.: Наука, 1975. – 288 с.
3. Говердовский В.А., Борисенко А.С., Оболенский А.А., Пономарчук В.А., Бабич В.В. Геодинамические обстановки и возрастные рубежи формирования редкометалльного оруденения Западной Монголии // Природные ресурсы Горного Алтая. Бюллетень. – Горно-Алтайск, 2005. – Вып. 1. – С. 63–67.
4. Овчинников Л. Н. Примерная геохимия – М.: Недра, 1990. – 348 с.

ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД СИМПЛОНСКОГО ТУННЕЛЯ В АЛЬПАХ

М.А. Понамаренко, М.С. Хмелев

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Симплонский железнодорожный туннель в Альпах, связывающий швейцарский город Бриг с итальянским городом Домодоссоло, более полувека являлся самым длинным туннелем в мире: его длина составляет 19803 метра (рис. 1).

25 ноября 1895 года было подписано соглашение между Италией и Швейцарией о строительстве и эксплуатации туннеля протяженностью около 20 км на территории обоих государств. В соглашении было указано, что граница между Швейцарией и Италией будет посередине туннеля и в случае войны каждая сторона имеет право блокировать свою часть туннеля. Строительство туннеля вела компания из Гамбурга «Brandt & Brandaу» с привлечением самых современных технологий в то время. 24 февраля 1905 года произошла сбойка туннелей, прокладываемых с двух сторон. Строительство туннеля продолжалось 7,5 лет, хотя первоначально предполагалось соорудить его за 5,5 лет. Задержка была вызвана сложными горно-геологическими условиями и забастовками.

Уникальная коллекция шлифов пород, по которым был проложен туннель, сохранилась в Минералогическом музее ТПУ и любезно предоставлена для изучения сотрудниками музея (рис. 2). Шлифы

сохранились в хорошем состоянии, в них четко диагностируется минеральный состав и структурно-текстурные особенности. Отметим, что на сегодняшний день шлифы Симплон – это большая редкость, которой может похвалиться не каждый музей. Краткая петрографическая характеристика пород, изученных в 31 шлифе, представлена ниже.



Рис. 1. Схема расположения Симплонского туннеля в Альпах [1]



Рис. 2. Шлифы пород Симплонского туннеля

Петрография данной области весьма интересна. Основная масса сложена метаморфическими породами (мрамор, гнейсы, кристаллосланцы, амфиболиты), в меньшем количестве присутствуют магматические кристаллические породы – граниты.

Мрамор в шлифах представлен разнозернистыми разновидностями: от мелко- до крупно-грубозернистых пород. Микроскопически наблюдается гранобластовая (роговиковая) структура, характеризующаяся плотно сросшимися полигональными зернами кальцита, часто с хорошо различной спайностью зерен по ромбоэдру (рис. 3, а). Для минерала характерна четко выраженная при одном николе псевдоабсорбция, в скрещенных николях – высокие цвета интерференции (IV порядок) и проявления полисинтетических двойниковых швов (рис. 3, б). Значительная часть мраморов заметно рассланцована. В этом случае появляются отдельные прожилки с выделениями удлиненных мусковитовых чешуек. Основная масса зерен кальцита также имеет удлиненные формы и вытянута субпараллельно сланцеватости (рис. 3, в).

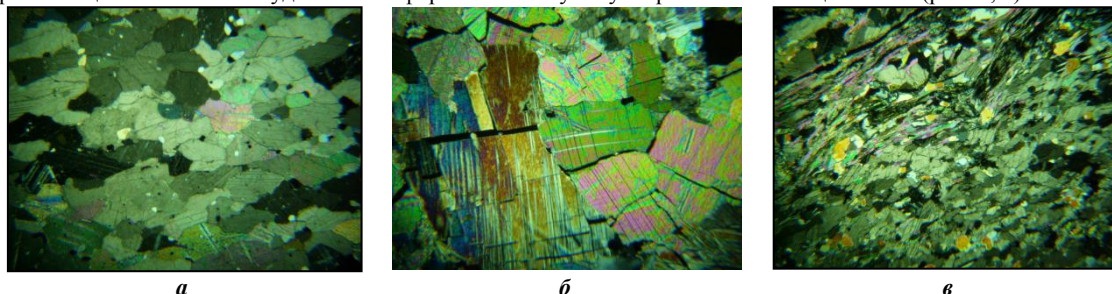


Рис. 3. Фотографии шлифов мраморов Симплонского туннеля (увел. 45, с анализатором): а) роговиковая структура мрамора; б) крупнозернистый агрегат кальцита с полисинтетическими двойниками, в) рассланцованный мрамор с выделениями мусковита в прожилке

В отдельных шлифах в мраморе наблюдается увеличение размера зерен кальцита и изменение их формы до субизометричной. Помимо мусковита, в породе отмечается и биотит, но в меньшем количестве. Минерал частично проявляется вместе с мусковитом в отдельных жилках и реже в основной массе породы. Структура породы становится лепидогранобластовой. В мелкозернистых мраморах фиксируется распределение по основной массе породы тонкой сыпи и выделений небольших кристалликов рудного вещества.

Биотит-амфиболовые (роговообманковые) хлоритизированные гнейсы имеют лепидонематогранобластовую структуру. Порода состоит из кварца (~35...40 %), полевых шпатов (~25 %), биотита (~10 %) и роговой обманки (~20 %). В качестве вторичного минерала по цветным выделяется хлорит, достигающий в породе 10 % (рис. 4, а).

Амфиболовые гнейсы в основной массе состоят из роговой обманки (~ 60 %), плагиоклаза (олигоклаза) (20 %), кварца (10...15 %), иногда биотита (первые %). Структура породы гранонематобластовая (рис. 4, б).

Гранат-роговообманково-биотитовые кристаллосланцы. Для текстурного рисунка породы характерна близкая к субпараллельной ориентировка биотита и амфибола. Структура гетеробластовая, обусловленная выделениями граната, часто с пойкилитовыми включениями кварца. Основная масса нематолепидогранобластовая (рис. 4, в). Биотит интенсивно плеохроирует с изменением окраски от зеленой до темно-коричневой.

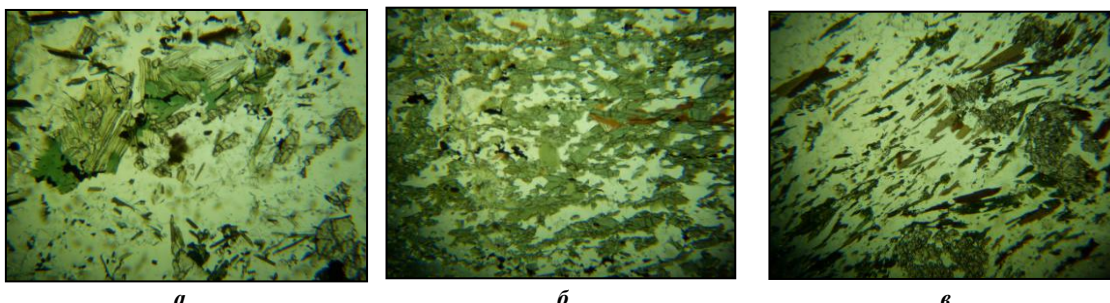


Рис. 4. Фотографии шлифов пород Симплонского туннеля (увел.45, без анализатора): а) биотит-роговообманковый хлоритизированный гнейс; б) амфиболовый (роговообманковый) гнейс; в) гранат-роговообманково-биотитовый кристаллосланец

Магматические породы представлены гранитами. Минеральный состав: кварц до 35...40 %, полевые шпаты до 45...50 %, слюды до 10 %, эпидот и цоизит – первые проценты.

Определение пород Симплон позволило проследить зональность пород, слагающих туннель, и изучить петрографию данной области в Альпах.

Литература

1. <http://ru.wikipedia.org/wiki>.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ФОСФАТОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧУЛАКТАУССКОЙ СВИТЫ (КАРАТАУССКИЙ БАССЕЙН. РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

А.В. Пономарева

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каратаусский фосфоритовый бассейн расположен на территории хребта Малый Каратау.

В геологическом строении бассейна принимают участие два крупных комплекса пород: протерозойский и нижнепалеозойский. В основании нижнего палеозоя залегает продуктивная чулактаусская свита (нижний кембрий). В ее состав входят следующие породы: доломиты, кремни, фосфатно-кремнистые породы и фосфориты.

Указанные два комплекса пород смяты в складки северо-западного простирания. Они осложнены разрывной тектоникой надвигового, сдвигового и сбросового характера. Месторождения фосфоритов вследствие этого представляют собой выходы на поверхность разорванных и перенесенных в разных направлениях северо-восточных крыльев складок, тогда как более крутые, юго-западные их крылья, почти полностью уничтожены поддвигами и денудацией.

Изучение вещественного состава и структурно-текстурных особенностей пород чулактаусской свиты было выполнено по 17 образцам следующими методами:

- кристаллооптическим в проходящем свете;
- рентгенофлуоресцентным;
- методом запаздывающих нейтронов;
- методом осколочной радиографии.

Кристаллооптическим методом по минеральному составу и текстурно-структурным признакам выделены следующие виды и разновидности пород: серые доломиты, темно-серые доломиты, бурые доломиты, кремниевые породы, фосфориты, фосфатно-сланцевые породы [1, 2].

Результаты анализа рентгенофлуоресцентным методом позволили выявить три образца пород, наиболее обогащенных ураном, а так же Ca, Mn, Fe, Sr.

Содержание кальция варьирует в пределах от 0,6 до 41 %, что говорит о повышенном содержании карбонатных известковых пород и минералов в отложениях свиты.

Количество марганца в породах колеблется от 0,022 до 5,61 %. Повышенные в ряде случаев количества являются следствием формирования пород в восстановительно-глеевой обстановке [3].

Значительные колебания содержания железа - от 0,21 до 19,52 % - характерны для пород свиты.

Повышенные содержания стронция, наблюдаемые в количестве 0,009 и 1,09 % (определено в двух образцах пород свиты) указывают на формирование их в соленой среде осадочного бассейна.

По результатам анализов методом РФА выявлены повышенные концентрации урана в трех образцах. Они оказались обогащены фосфатным веществом. Содержание фосфатного вещества, определенного в шлифах, колеблется от 10 до 40 %. Количество фосфатного вещества и урана имеют прямые корреляционные связи. Особенности этой связи изучались методом запаздывающих нейтронов и методом осколочной радиографии. Ядерно-физические методы реализовывались на исследовательском ядерном реакторе Томского политехнического университета.

Результаты этих исследований приведены в таблице.

Таблица

Результаты определения методом запаздывающих нейтронов концентраций U, Al₂O₃, C(U)орг. в породах

№ п/п	Название породы	U, г/т	Al ₂ O ₃ , %	C(U)орг, %
1.	доломит темно-серый	1,760	0,550	0,565
2.	доломит темно-серый	1,690	5,000	0,269
3.	бурый доломит	0,590	0,520	0,170
4.	кремнистые породы	0,180	0,530	0,030
5.	доломит темно-серый	1,230	5,400	0,091
6.	доломит серый	3,700	7,370	0,806
7.	доломит светло-серый	0,360	0,600	0,085
8.	доломит темно-серый	2,140	5,130	0,414
9.	доломит серый	2,280	6,750	0,363
10.	фосфоритовый сланец	8,450	5,320	2,547
11.	доломит серый	0,340	0,440	0,088
12.	доломит темно-серый	2,730	5,920	0,567
13.	доломит темно-серый с прожилком	1,720	5,880	0,225
14.	фосфорит сливной	23,820	1,400	8,013
15.	доломит бурый	2,160	8,110	0,239
16.	доломит темно-серый	0,810	1,440	0,187
17.	фосфатно-кремнистый сланец	5,840	9,730	1,389

В результате анализов были установлены концентрации Al₂O₃ и C(U)орг в различных типах пород. Повышенные содержания Al₂O₃ указывают на присутствие глинистых минералов в изученных образцах. Наибольшие их величины соответствуют темным породам, в том числе и фосфатным. Повышенные содержания C(U)орг. обычно приурочены к фосфатным породам.

Метод запаздывающих нейтронов позволил измерить содержания урана во всех породах. Средняя его концентрация – 3,52 г/т. Максимумы концентраций урана относятся к породам, обогащенных органическим веществом и фосфатными минералами. По результатам анализа можно сделать вывод о накоплении урана в резко восстановительных условиях диагенеза, соответствующих доманиковым фациям.

Особенности микрораспределения урана были исследованы методом осколочной радиографии. Результаты этих работ показаны на рисунке 1.

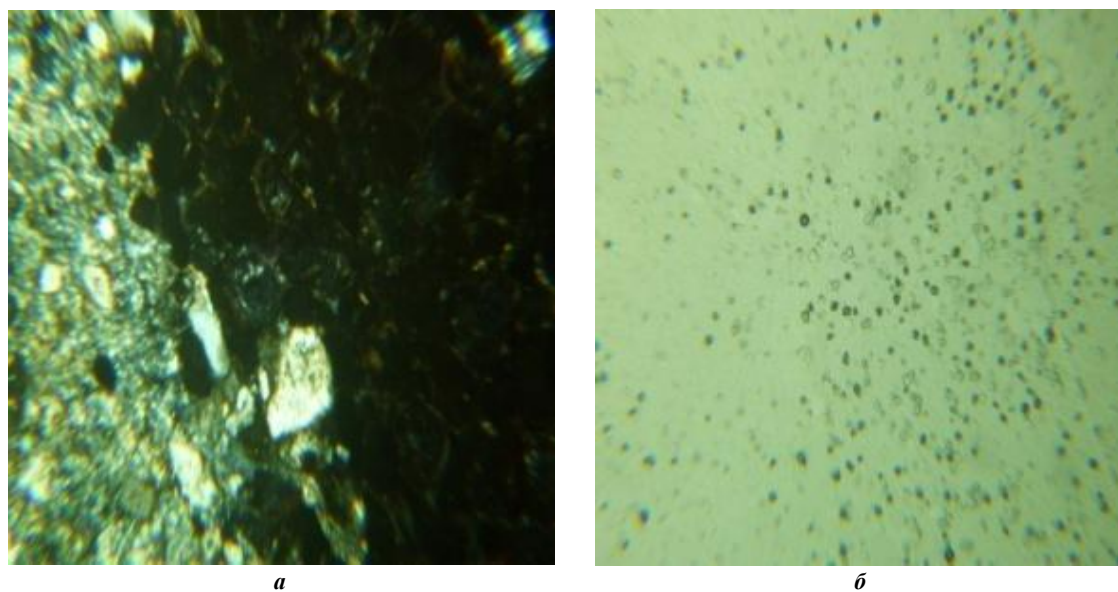


Рис. 1. Фосфоритовый сланец: а – в шлифе слева – доломит, справа – фосфатное аморфное вещество; б – на лавсановом детекторе черными треками выявляются осколки деления урана.

Увеличение $\times 40$, николи X

Анализ особенностей распределения урана показал, что большая часть треков - осколков от деления урана – приходится на фосфатное аморфное вещество. Он показал также, что треки от осколков деления урана

образуют сгустки, которые приходится на отдельные зерна фосфатных минералов, насыщенных темно-бурым органическим веществом - битуминозным керогеном. Это подтверждает наличие прямых корреляционных связей урана с P_2O_5 и органическим веществом доманиковых фаций.

Таким образом, результаты исследования показали, что фосфориты обладают повышенными концентрациями урана. Они коррелируют с фосфатным веществом и Сорг доманиковых фаций. Известно, породы этих обстановок обогащены не только фосфатным веществом, но и тяжелыми металлами (Au, Ag, Pt, W, Mo, Ni, Co и др.), а также углеводородами. Результаты проведенных исследований обращают внимание геологов, проводящих геолого-разведочные работы в этом регионе, на возможность проявления соответствующих полезных ископаемых [4].

Литература

1. Иванова Г.М., Столбова Н.Ф. Практическая петрография осадочных пород. – Томск: Изд. ТПИ, 1990. – 96 с.
2. Столбова Н.Ф., Иванова Г.М. Практикум по петрографии осадочных пород. – Томск: Изд. ТПУ, 1993. – 140 с.
3. Перельман А.И. Геохимия. – М.: Высшая школа, 1988. – 527 с.
4. Неручев С.Г., Рогозина Е.С., Бекетов В.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.

ИНТРУЗИВНЫЙ МАГМАТИЗМ ОСНОВНОГО СОСТАВА МАГНИТОГОРСКОЙ МЕГАЗОНЫ ПЕРЕХОДНОЙ ЭПОХИ ОТ МЯГКОЙ К ЖЁСТКОЙ КОЛЛИЗИИ

И.Р. Рахимов

Научный руководитель главный научный сотрудник Д.Н. Салихов
Институт геологии Уфимского научного центра РАН, г. Уфа, Россия

Вулканическая деятельность коллизионной эпохи активно проявилась в Магнитогорско-Богдановском грабене (составной части Магнитогорской мегазоны) в течение S_1 . Вулканизм сопровождался интрузивным магматизмом, проявленным локально и имеющим набор пород от кислого до основного составов. Известны серии конформных тел основного состава, формирование которых связывают с общим сжатием и растяжением, локально проявленными при столкновении островной дуги и континента [4]. К поствулканическим проявлениям интрузивного магматизма относятся рудоносные габброидные комплексы худолазовский и куйбасовский.

Худолазовский интрузивный комплекс расположен в западном крыле мегазоны в пределах одноимённой синклинали структуры. Габброидные тела комплекса представляют собой залежи «трещинного» типа [5] размером от десятков m^2 до $1 km^2$. Петрографические разновидности пород представлены меланократовыми и мезократовыми габброидами, пикритами, габбро-долеритами и пр. Для худолазовского комплекса характерна дифференцированность внутреннего строения интрузивных тел, обусловленная эволюцией магматического расплава. Груборасслоенные и дифференцированные интрузии оливиновых, безоливиновых, пикритовых габбро-долеритов являются рудоносными, содержащими сульфидную медно-никелевую минерализацию. Нужно сказать, что никеленосный худолазовский комплекс в последнее время рассматривается как миниатюрная модель гигантского развития медно-никелевых расслоенных интрузий Норильского района [2, 3, 6]. Разница просматривается в количественных содержаниях полезных компонентов и полном отсутствии ЭПГ в южноуральском аналоге.

Дифференцированное строение характерно и для габброидных образований куйбасовского комплекса. В составе комплекса на основе аномалий силы тяжести и магнитного поля отчётливо выделяют две фазы магматизма. В первой фазе особенно широко развиты габбро-долериты, большая роль принадлежит самостоятельным залежам пироксен-роговообманковых и роговообманково-пироксеновых габбро. Вторую фазу слагают кислые и среднекислые породы. С мезократовыми разновидностями габброидов связана титаномагнетитовая минерализация. Здесь разрабатывается месторождение Малый Куйбас, где выявлено два генетических типа руд: собственно скарново-магнетитовые и магматические высокотитанистые титаномагнетитовые. Рудные тела имеют линзовидную, гнездовидную, столбообразную морфологию, мощность от 2 до 50 м. Центральные части рудных тел в основном сложены массивным магнетитом. В краевых частях преобладают полосчатые, прожилковые руды. Рудоносные образования можно рассматривать как миниатюру известных промышленных месторождений: Магнитогорского для 1 типа и Качканарского для 2 типа.

Петрогеохимический состав пород этих комплексов содержит смешанные признаки геодинамических обстановок. Визейско-серпуховский возраст характеризуемых в данной статье интрузивных комплексов соответствует конечной стадии коллизии типа «дуга-континент» [1]. Рисунок 1 демонстрирует распределение фигуративных точек пород худолазовского и куйбасовского комплексов. Соотношение петрогенных компонентов в интрузиях в большей степени близко к природе формирования базальтоидов островодужного вулканизма (островодужные толциты). Однако соотношения некоторых микроэлементов вкуче с повышенной щёлочностью пород наследованы признаками рифтогенного магматизма.

Рисунок 2 показывает, каким эффузивным аналогам соответствуют габброиды указанных комплексов). В данном случае это пикро-базальт и тефрит-базанит. Породам свойственна калий-натриевая специализация, что характерно для промежуточного типа между нормальными и субщелочными базальтами (гавайитами).

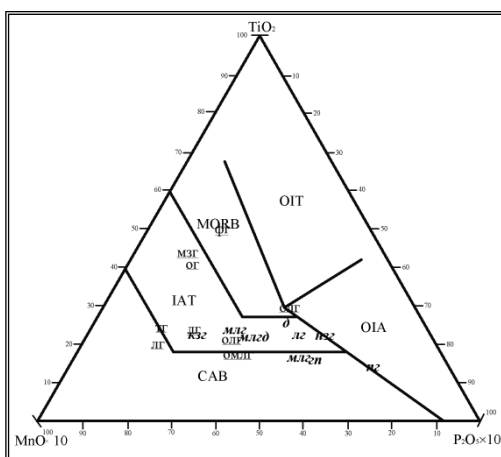


Рис. 1. Классификационная диаграмма $MnO \times 10 - TiO_2 - P_2O_5 \times 10$ для габброидов Худолазовского и Куйбасовского комплексов

Условные обозначения: *д* – долерит, *лг* – лейкократовое габбро, *пг* – габбро-негматит, *млгд* – меланократовый габбро-долерит, *млг* – меланократовое габбро, *пг* – негматOIDное габбро, *кзг* – крупнозернистое габбро, *нзг* – неравномернозернистое габбро, (худолазовский комплекс); *фг* – феррогаббро, *лг* – лейкократовое габбро, *ог* – оливинное габбро, *олг* – оливинное лейкократовое габбро, *омлг* – оливинное меланократовое габбро, *мзг* – мезократовое габбро, *тг* – габбро с титаномagnetитом (куйбасовский)

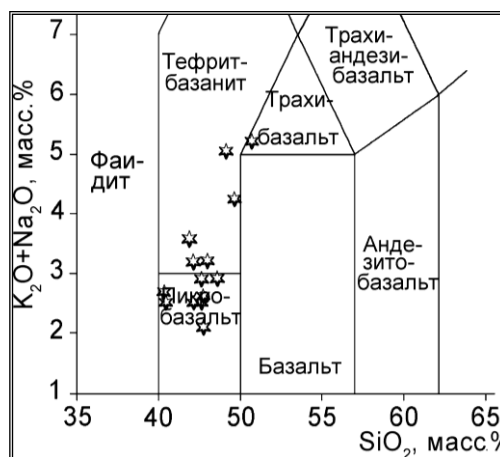


Рис. 2. Классификационная диаграмма $SiO_2 - K_2O + Na_2O$ для эффузивных магматических пород с вынесенными точками габброидов худолазовского и куйбасовского комплексов

Наконец, отметим возраст формирования комплексов. Датировки (по U-Pb методу) привязаны к визейско-серпуховскому времени: 328...324 млн л для худолазовского и 334...327 млн л для куйбасовского комплексов. Считается, что это время отвечает окончанию эпохи мягкой коллизии, предвзя начало жёсткой коллизии Восточно-Европейского и Казахстанского континентов. Концентрации и соотношения петрогенных компонентов и индикаторных микроэлементов указывают на смешанные геодинамические условия, наследующие признаки островодужного магматизма и рифтогенеза, развивавшегося на коллапсирующей островной дуге с той или иной связью с субдукционным процессом [7].

Литература

1. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
2. Пучков В.Н. Дайковые рои Урала и ассоциирующие с ними магматические комплексы // Геотектоника, 2012. – № 1. – С. 42–52.
3. Рахимов И.Р. Медно-никелевое оруденение Худолазовского комплекса на Южном Урале // Металлогения древних и современных океанов–2012. Гидротермальные поля и руды. – Миасс: Институт минералогии УрО РАН, 2012. – С.343–344.
4. Салихов Д.Н., Беликова Г.И. Конформный базитовый магматизм мягкой коллизии Магнитогорского мегасинклиория // Геологический сборник, 2011. – № 9. – С. 164–172.
5. Салихов Д.Н., Беликова Г.И., Пучков В.Н., Рахимов И.Р. Магматизм Худолазовской мульды на Южном Урале // Вулканизм и геодинамика: V Всероссийский симпозиум по вулканологии и палеовулканологии. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2011. – С. 163–166.
6. Салихов Д.Н., Беликова Г.И., Пучков В.Н. и др. Никеленосный интрузивный комплекс на Южном Урале // Литосфера, 2012. – № 6. – С. 66–72.
7. Ферштатер Г.Б., Холоднов В.В., Прибавкин С.В. и др. Рифтогенный магматизм и железоруденение Южного Урала // Геология рудных месторождений, 2005. – Т. 47. – № 5. – С. 421–443.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ МАГНЕТИТОВЫХ РУД СКАРНОВО-ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ШОХКАДАМБУЛАК»

Н.С. Сафаралиев, А.Р. Файзиев

Научный руководитель профессор А.Р. Файзиев

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Республика Таджикистан

Контактово-метасоматическое железорудное месторождение Шохкадамбулак расположено в юго-западной части Карамазара. Площадь месторождения сложена известняками верхнего девона и нижнего карбона, гранодиоритами Карамазарского батолита, эффузивными породами верхнего палеозоя [2]. На месторождении отмечаются как биметасоматические, так и инфильтрационные скарны. Последние играют важную роль в распределении магнетитового и полиметаллического оруденения. С ними связаны в основном все магнетитовые тела [1]. Биметасоматические скарны формируются на контакте известняков с гранодиоритами, образуя

маломощную оторочку вдоль контакта. Инфильтрационные скарны, слагающие жилообразные тела в зонах тектонических нарушений, часто накладываются на биметасоматические скарны. Скарны залегают вдоль контактов, вдаваясь в сторону известняков в виде полей значительной длины (400...1200 м) и ширины (60...85 м). Мощность скарновых зон от нескольких метров до 120...160 м. К контакту известняков с гранодиоритами приурочены скарновые тела с магнетитом. Скарнируются как известняки (экзоскарны), так и гранодиориты (эндоскарны), причем мощность первых почти всегда больше (в 2 – 3 раза), чем вторых. Основная масса магнетита приурочена к экзоскарнам. Магнетитовые скарны образуют разобщенные друг от друга линзообразные тела размером 2...4x10...25 м². На месторождении наблюдается процесс наложения на магнетитовые скарны более поздней кварцево-сульфидной и кварцево-карбонатной гидротермальной минерализации [2, 6]. Рудная зона представлена несколькими рудными выходами. С поверхности они имеют форму линз, четко располагающихся по простиранию зоны. На глубине они иногда объединяются в единое столбообразное рудное тело. Рудные тела месторождения размещаются в известняках верхнего девона-нижнего карбона [1, 6].

Магнетит является основным рудным минералом месторождения, который слагает крупные пластообразные и жилообразные тела мощностью от 5 до 40 м, линзы, гнезда и вкрапленности. Он встречается и в виде отдельных хорошо образованных кристаллов (от 1...2 мм до 0.5 см, реже 2...5 см) октаэдрического, реже ромбододекаэдрического габитуса и их скоплений. Магнетит относится к числу ранних рудных минералов, вслед за которыми, а иногда одновременно выпадает из растворов пирит и халькопирит. Сульфиды (пирит, халькопирит, висмутин и др.) замещают его (рис. 1) и обычно локализируются в интерстициях между зернами магнетита. На контакте зерен магнетита и висмутина иногда отмечаются скопления теллуридов золота [3]. Микроскопически в шлифах (NS56, 72) выявлены две генерации магнетита. Исследование магнетитов месторождения методом сканирующей электронной микроскопии показало, что в минерале обнаруживается большое количество минеральных фаз – пирит, халькопирит, кварц, амфибол, кальцит и др. Микрозондовое изучение магнетитов выявило присутствие индивидов (кристаллов) с зональным внутренним строением, обусловленное сочетанием зон, обогащенных магнетитом и кварцем (рис. 2).

ICP-MS (индуктивно связанная плазма) методом анализа в магнетитах месторождения выявлен большой набор литофильных, халькофильных, сидерофильных и редкоземельных элементов. Анализы проводились в лаборатории Acme analytical Laboratories LTD в г. Ванкувере. Из литофильных элементов в составе магнетита в повышенных количествах присутствуют Ca, Mg, Mn и Al (десятье доли процента). Содержание других примесей (Sr, Ba, Rb, Cs, Li, Be, Zr, U, Th) ниже кларкового. Характерной примесью магнетита является бор. Среднее его содержание 23 г/т. Особенно повышенным количеством бора характеризуется минерал из Восточного участка месторождения – 40 г/т.

В других отмеченных минералах месторождения концентрация литофильных элементов значительно меньше, чем в магнетите. Таким образом, их присутствие не может отразиться на снижении качества железной руды [7]. Халькофильные элементы распределены неравномерно. Содержание некоторых из них (Hg, Bi, Sb, Cd, Se, Te) выше кларка, а других (Ga, Ge, Hf, Nb, Ta,) – ниже. Ртуть выступает в качестве типомохимического элемента магнетитов. Среднее его содержание равно 7.5 г/т, что почти на два порядка выше кларка этого элемента. Еще одним характерным примесным элементом минералов месторождения является висмут. Среднее его содержание в магнетите 3.2 г/т [4]. Особо отметим содержание легирующих металлов в составе минералов, присутствие которых влияет на твердость, тугоплавкость, упругость, кислотоупорность, антикоррозионные и др. свойства сплавов. Например, в магнетите среднее содержание Ti равно (г/т) 183, V – 32, Cr – 8.6, Ni – 12.2, Co – 11.3, W – 2.0, Mo – 0.85. Некоторые из этих элементов в гематите содержатся в еще большем количестве (г/т): W – 96.0, Co – 99.2, Sn – 30. Отмеченные металлы в минералах являются естественными легирующими добавками. Однако из элементов-примесей рудных минералов месторождения наибольшее значение имеет повышенное количество благородных металлов – Ag и Au, которые могут стать предметом комплексной отработки наряду с железом. Среднее их содержание в магнетите (г/т) 61 и 0.65 соответственно, гематите – 92 и 1.23, в пирите – 437 и 2.10 [8]. Среднее содержание суммы РЗЭ в магнетите равно 8.52 г/т, что более чем на порядок ниже их кларка в земной коре по А.П. Виноградову. Это согласуется с представлением, согласно которому скарновые минералы в целом характеризуются низкими концентрациями РЗЭ. В составе магнетита главная роль принадлежит лантановой подгруппе (78.3 %). На долю иттриевой и скандиевой подгрупп приходится соответственно 13.7 и 8.0 % от общей суммы РЗЭ. Для минерала характерна отрицательная европиевая аномалия (0.49) и высокие значения $\Sigma \text{Ce}:\Sigma \text{Y}$ (19.1) и $\text{La}:\text{Yb}$ (15.0) отношений. Такое поведение РЗЭ в магнетитах месторождения является свидетельством того, что оруденение, вероятно, связано с постмагматическими продуктами расплавов подкорového (мантийного) происхождения [5].

Таким образом, в магнетитах месторождения Шохкадамбулак обнаружено повышенное количество благородных металлов – серебро и золото. Кроме того, заслуживают внимания содержания в руде хрома, никеля, кобальта, вольфрама и др. элементов – естественных легирующих добавок.

Авторы выражают благодарность сотрудникам Минералогического музея имени А.Е. Ферсмана РАН Л.А. Паутову, А.А. Агаханову за помощь в проведении аналитических работ.

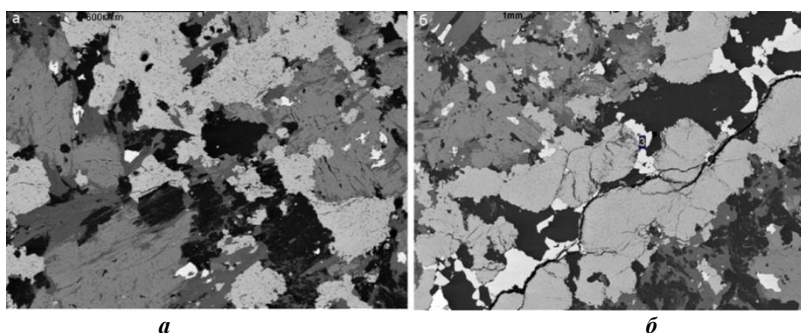


Рис. 1. Электронное изображение шлифа NS 56A в режиме BSE.
 Белое – халькопирит, светло-серое – магнетит (а), на рисунке б магнетит – серый, серое – Fe, Ca силикат (а), темно-серое – амфибол, черное – кварц

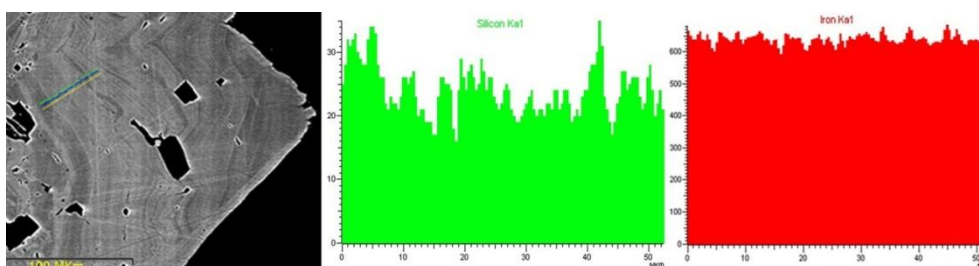


Рис. 2. Электронное изображение магнетита (шлиф NS55).
 Тонкая зональность кристалла магнетита (изображение в режиме BSE).
 На концентрационных профилях видно, что более темные зоны обогащены кремнием

Литература

1. Власова М.И. и др. Чокадамбулакское рудное поле. Геология и рудоносность рудного поля // Геология и минеральные комплексы Западного Карамазара. – М.: Недра, 1972. – 196 с.
2. Каххаров А. О внутриминерализационной диабазовой дайке Чокадамбулакского скарново-магнетитового месторождения // Узбекский геологический журнал, 1958. – № 5. – С. 15–18.
3. Сафаралиев Н.С. Магнетит Чокадамбулакского рудного поля (Северный Таджикистан) // Труды Института Геологии АН РТ, 2006. – Вып. 5. – С. 155.
4. Сафаралиев Н.С., Файзиев А.Р. Халькофильные элементы в некоторых минералах Шохкадамбулакского месторождения (Северный Таджикистан) // Докл. АН РТ, 2012. – Т. 55. – № 5. – С. 416.
5. Сафаралиев Н.С., Файзиев А.Р. Поведение редкоземельных элементов в некоторых минералах Шохкадамбулакского железорудного месторождения (Северный Таджикистан) // Докл. АН РТ, 2011. – Т. 54, № 11. – С. 926–931.
6. Сафонов Ю.Г. Чокадамбулакское рудное поле // Особенности структур гидротермальных рудных месторождений в различных структурных этажах и ярусах. – М.: Наука, 1968. – С. 146–149.
7. Файзиев А.Р., Сафаралиев Н.С. Содержание литофильных элементов в минералах Шохкадамбулакского месторождения (Карамазар) // Известия АН РТ, 2012. – № 1 (146). – С. 100–106.
8. Файзиев А.Р., Сафаралиев Н.С., Малахов Ф.А. Легирующие и благородные металлы в магнетите и некоторых других минералах месторождения Шохкадамбулак (Северный Таджикистан) // Докл. АН РТ, 2012. – Т. 55. – № 4. – С. 332–338.

ТЕРМОБАРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДРУЗОВИДНОГО КВАРЦА ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ШОХКАДАМБУЛАК»

Н.С. Сафаралиев

Научный руководитель профессор А.Р. Файзиев

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Республика Таджикистан

Западный Карамазар является основным регионом Таджикистана с развитой горно-добывающей промышленностью. Здесь известны многочисленные рудные месторождения и проявления, среди которых важное значение имеет Шохкадамбулакское железорудное месторождение [5]. В геологическом строении этого месторождения участвуют верхнепалеозойские (С₁-Р₂) вулканогенные образования. Широко развиты здесь интрузивные и субвулканические образования кислого и среднего состава, а также известняки верхнего девона-нижнего карбона [6].

На Центральном участке месторождения в гранодиоритах (С₃) наблюдается серия кварцевых жил различного простирания и протяженности. Кварцевые жилы с друзовидным кварцем на месторождении приурочены к Шохкадамбулакским и Кошмуллинским разломам [5]. Друзовидный кварц имеет широкое распространение. Минерал образует жилы, прожилки и гнездовые выделения. Мощность жил достигает 4 м и

более. Агрегаты средне-крупнокристаллические массивного сложения, а также шестоватые и друзовидные. В пустотах кварцевых жил и боковых породах широко распространены друзы кристаллов кварца. Размеры кристаллов кварца достигают 5...6 см в длину. Кроме жил кварц слагает тела неправильной конфигурации и мелких прожилков. Нередко кварцевые жилы несут сульфидную минерализацию (сфалерит, галенит, блеклая руда, аргентит, пирит и др.). Кроме того, совместно с кварцем встречаются поздний кальцит, барит, флюорит, гематит тонкочешуйчатый. Цвет кварца белый, нередко он полупрозрачный [2].

Термобарогеохимическим исследованиям подвергался друзовидный кварц. Описываемый минерал содержит значительное количество консерватов минералообразующих флюидов как первичного, так и вторичного генезиса. Форма первичных включений разнообразная с фрагментами негативных кристалликов. Но преобладают включения неправильной, удлинённой, прямоугольной, треугольной, трубчатой и изометричной форм (рис.). Насыщенность образцов первичными включениями сравнительно высокая. Они встречаются группами и в одиночку.

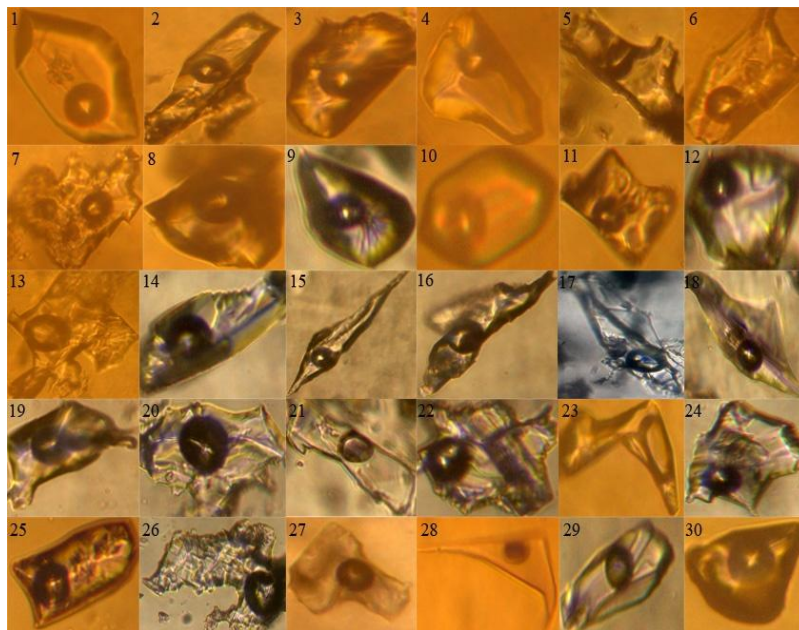


Рисунок. Характерные типы флюидных включений в друзовидном кварце 1-30 – первичные двухфазовые газопо-жидкие включения – Жв >> Гн; Ув. 300...1200

По фазовому составу это, главным образом, двухфазовые газопо-жидкие включения невыдержанного наполнения, а также однофазовые жидкие и газовые. Соотношение газовой и жидкой фаз в двухфазовых консерватах 1:6...1:15. Размер включений 0.02...0.06 мм. Гомогенизация первичных включений происходит в жидкую фазу в диапазоне температур 390...225°C. Гомогенизация большинства газопо-жидких включений происходила в более узком интервале температур 360...315°C.

Состав и концентрация минералообразующих растворов в кварце изучались с помощью криометрических исследований [1] и тройных водных вытяжек. Результаты этих исследований показали, что для них характерны водно-солевые системы $MgCl_2-H_2O$, $CaCl_2-MgCl_2-H_2O$, $FeCl_2-H_2O$, $CaCl_2-NaCl-H_2O$ и $LiCl-H_2O$ (табл.).

Фазовый состав солевых систем в минералообразующих флюидах определялся по методике А.С. Борисенко (1977). Полученные результаты показывают, что кристаллизация кварца происходила из хлоридно-бикарбонатных гидротермальных флюидов с переменным соотношением таких катионов как Mg, Ca, Fe и Na. В составе минералообразующих растворов присутствует и хлорид лития.

Данные криометрии в целом подтверждаются анализом тройной водной вытяжки из кварца. Среди анионов ведущим является HCO_3^- (40.0 экв. %). Анионы Cl^- , SO_4^{2-} и NO_3^- содержатся в одинаковых количествах – по 20.0 экв. %. Основными катионами являются Ca^{2+} и Na^+ , содержащиеся соответственно в количестве 38.46 и 30.77 экв. %. На долю Mg^{2+} приходится 19.23, а K^+ – 11.54 экв. %.

Концентрация солей в растворе, оцененная по температурам эвтектики и истинного замерзания растворов [1], соответствует концентрации солей в растворе – 27.7...17.5 вес. %. На основе совместного использования результатов термометрических и криометрических исследований [3] установлено, что кварц формировался в интервале давлений, равном 165...40 бар.

В кварце отмечается значительное количество вторичных включений, контролируемых тонкими трещинками. Они также двухфазовые с соотношением фаз 1:15...1:25. Форма их неправильная, удлинённая, овальная, размеры – 0.01...0.03 мм. Вторичные включения в кварце гомогенизируются в интервале температур 140...60°C. В кварце обнаружены и битумоидные включения. Они однофазовые, двухфазовые и трехфазовые, представленные твердыми, жидкими и углеводородными фазами.

Результаты криометрических исследований друзовидного кварца
Шокадамбулакского железорудного месторождения

Тип включений	Температура эвтектики, С	Температура истинного замерзания, С	Компонентный состав солевых систем	Фазовый состав эвтектической смеси	Концентрация, вес. %
Жв>>Гп	31	20	FeCl ₂ -H ₂ O	FeCl ₂ ·6 H ₂ O + лед	-
Жв>>Гп	41	24	MgCl ₂ -KCl-H ₂ O	MgCl ₂ ·12 H ₂ O + KCl·4 H ₂ O +лед	18,5
Жв>>Гп	37	28	Na ₂ CO ₃ -K ₂ CO ₃ -H ₂ O	(K,Na) ₂ CO ₃ ·6 H ₂ O +K ₂ CO ₃ ·6 H ₂ O +лед	26
Жв>>Гп	34	24	FeCl ₂ - H ₂ O	FeCl ₂ ·6 H ₂ O +лед	-
Жв>>Гп	30.5	20	MgCl ₂ - H ₂ O	MgCl ₂ ·12 H ₂ O +лед	17,5
Жв>>Гп	41.5	30.5	MgCl ₂ -KCl- H ₂ O	MgCl ₂ ·12H ₂ O+KCl·4 H ₂ O +лед	21
Жв>>Гп	30.5	20	MgCl ₂ - H ₂ O	MgCl ₂ ·12 H ₂ O +лед	17,5
Жв>>Гп	61.5	41.5	CaCl ₂ -NaCl- H ₂ O	CaCl ₂ ·6H ₂ O+NaCl·2 H ₂ O +лед	27,7
Жв>>Гп	57.5	40	CaCl ₂ -NaCl- H ₂ O	CaCl ₂ ·6H ₂ O+NaCl·2 H ₂ O +лед	27,5
Жв>>Гп	65	41.5	LiCl- H ₂ O	LiCl·5 H ₂ O +лед	-
Жв>>Гп	53	41.5	CaCl ₂ -NaCl- H ₂ O	CaCl ₂ ·6H ₂ O+NaCl·2 H ₂ O +лед	27,7

Таким образом, термо- и криометрическими исследованиями индивидуальных флюидных включений, а также изучением валового химического их состава методом тройной водной вытяжки установлено, что образование друзовидного кварца, с которым на месторождении связана сульфидная минерализация, происходило из гомогенных хлоридно-бикарбонатных и кальциево-натриево-калиево-магниево-гидротермальных флюидов, содержащих хлорид лития в диапазоне температур 390...225°С и давлений 165...40 бар. Концентрация солей в растворе равнялась 27.7...17.5 вес. %.

Литература

1. Борисенко А.С. Изучение солевого состава газово-жидких включений в минералах методом криометрии // Геология и геофизика. – Новосибирск, 1977. – № 8. – С. 16–27.
2. Власова М.И., Котенев М.Д., Матяш В.П., Мясников В.М. Геология и минеральные комплексы Западного Карамазара. – М: Недра, 1972. – С. 215–217.
3. Долгов Ю.А., Базаров Л.Ш., Бакуменко И.Т. Минералогическая термометрия и барометрия. – М.: Наука, 1968. – Т. II. – С. 9–18.
4. Сафаралиев Н.С. Об аметисте железорудного месторождения Чокадамбулак (Северный Таджикистан) // Материалы научно-теоретической конференции профессорско-преподавательского состава и студентов. – Часть I. – Душанбе: ООО Эр-граф, 2008. – С. 219.
5. Сафаралиев Н.С., Оймахмадов И.С. Минералогия и термобарогеохимические условия становления аметистовой минерализации Чокадамбулакского железорудного месторождения (Западный Карамазар) // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического Съезда Республики Коми. – Т 1. – Сыктывкар: Геопринт, 2009. – С. 420–421.
6. Файзиев А.Р., Сафаралиев Н.С. Термобарогеохимические условия образования минеральной ассоциации, предшествующей оруденению на Шокадамбулакском железорудном месторождении (Чокадамбулак, Западный Карамазар) // Докл. АН РТ, 2009. – Т. 52. – № 7. – С. 544.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКТОНИТОВ (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

А.Л. Скарговский

Научный руководитель доцент П.Н. Самородский
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

При проведении поисково-разведочных буровых работ в пределах Советско-Перевальненского рудного узла Енисейского кряжа на границе отложений чивдинской свиты и сухопитской серии выявлена полого залегающая зона разнообразных пород (рис. 1). Макроскопически они представлены конглобрекциями с обломками пород различного состава и различной степени окатанности, погруженными в цемент темно-серого цвета. Соотношение обломков и цемента существенно варьирует; литификация цемента низкая (при бурении и обработке препаратов он легко разрушается). Растрескивание цемента происходит по субпараллельным трещинам, косо ориентированным к оси керна. Глубина обнаружения зоны конглобрекций составляет от 70 до 110 м, мощность – 5...10 м. Учитывая отсутствие следов выветривания в выше- и нижележащих породах (песчаники, алевролиты, сланцы), низкая литификация цемента не связана с выветриванием.

Для детального изучения строения и минерального состава породы были изготовлены прозрачные шлифы (2 шт.) и аншлифы (2 шт.), изученные в проходящем и отражённом свете на микроскопе Ахсioscop 40-A Pol. Дополнительно было выполнено электронно-микроскопическое изучение одного из аншлифов на сканирующем электронном микроскопе Hitachi TM-3000.

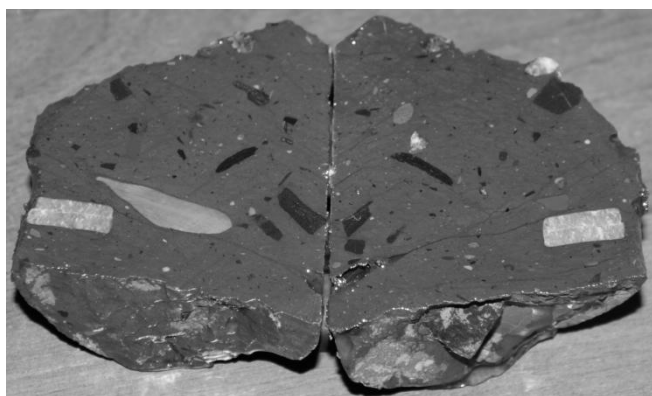
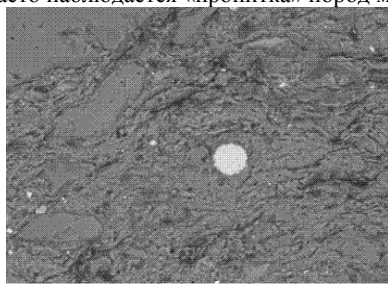


Рис. 1. Общий вид двух половин продольно распиленного керна конглобрекции, пропитанного эпоксидной шпатлёвкой (общая ширина поверхности – 15 см). Светлые обломки – карбонатные породы, тёмные – сланцы. Видны тёмные трещины, проявившиеся в результате пропитки породы и вытянутые субпараллельно наиболее крупным обломкам

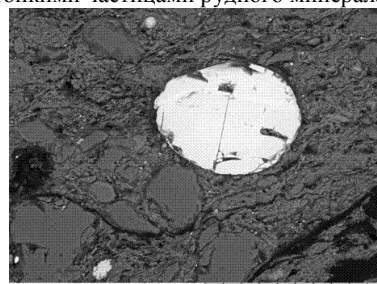
При изучении в проходящем свете установлено, что обломки подразделяются на моно- и полиминеральные. Мономинеральные обломки в подавляющем своём большинстве представлены кварцем. Размеры зёрен кварца колеблются от пылевидных (менее 0,005 мм) до 1 и более мм; форма угловатая, линзовидная, округлая. Значительно реже встречаются округлые и угловатые частицы рудного минерала, а также округлые и огранённые короткопризматические выделения циркона (рис. 2, б). Помимо обломков кварца, основная масса цемента представлена тонкоперетёртым слюдоподобным материалом бурого цвета (размер частиц менее 0,005 мм), среди которого встречаются более крупные чешуйки мусковита (0,05...0,1 мм по удлинению). Ориентировка в тонкодисперсном материале не различима; более крупные частицы вытянуты преимущественно вдоль трещиноватости породы либо параллельно границам крупных обломков пород.

Полиминеральные обломки угловатой и округлой формы представлены преимущественно серицит-хлорит-кварцевыми и серицит-кварцевыми сланцами, карбонатными породами (преимущественно известняками) и кварцитопесчаниками. Размер обломков варьирует от первых мм до нескольких см. Мелкие фрагменты пород располагаются беспорядочно, более крупные, как правило, вытянуты вдоль трещин в цементе породы. Хорошо заметно, что некоторые обломки, идентичные по составу и строению, не успели существенно удалиться друг от друга. В ряде случаев вдоль границ обломков развиваются прожилки белого карбоната толщиной до 1 мм. Характерно увеличение содержания рудного минерала к периферии обломков (в окраинной их части шириной 1...2 мм часто наблюдается «пропитка» пород многочисленными тонкими частицами рудного минерала).



TM3000_6761 2013-01-22 16:59 AL x1.0k 100 um

а



TM3000_6767 2013-01-22 17:35 AL x800 100 um

б

Рис. 2. а) сферолит пирита (яркая частица в центре) среди кварц-серицитовой цементирующей массы (в левой части изображения видны линзовидные зёрна кварца серого цвета); б) окатанное зерно циркона среди кварц-серицитовой цементирующей массы. Изображения получены в обратнорассеянных электронах (сканирующий микроскоп Hitachi TM-3000, аналитик А.М. Жижаев)

Наблюдения в отражённом свете показали, что в цементе конглобрекции содержатся многочисленные выделения сульфидов: преобладают пирит и марказит, значительно реже встречаются пирротин и халькопирит. Наиболее крупные агрегаты частиц (до первых мм) представлены пиритом и марказитом; пирротин и халькопирит в изученном материале образуют выделения, не превышающие 0,1 мм. Форма сульфидов (рис. 2, а) свидетельствует как о метасоматическом росте в стеснённых условиях (скелетные кристаллы, сферолиты), так и о тектоническом воздействии (обломки частиц и их агрегатов).

Изучение с помощью сканирующего электронного микроскопа подтвердило неоднородное строение цемента конглобрекций (рис. 2). Помимо этого, были выявлены многочисленные тонкие вросстки карбонатов (кальцита и доломита) размером 0,005...0,05 мм.

Исходя из условий залегания и особенностей строения и состава генезис конглобрекций, скорее всего, имеет тектоническую природу, а сами породы следует отнести к катаклазитами [1]. Учитывая слабую литификацию цемента, отсутствие в выше- и нижележащих толщах известняков, найденных среди обломков, пологое залегание толщи конглобрекций и ряд других упомянутых выше признаков, можно предполагать, что предполагаемые тектониты сформировались в условиях надвигообразования и имеют относительно молодой возраст. Согласно [3], начало неотектонического этапа для геоблока, включающего Енисейский кряж, относится к раннему миоцену либо олигоцену. По расчетам И.М. Табацкого [3], в пределах изучаемого рудного узла амплитуды поднятий достигают 300 м. Таким образом, при наличии столь существенных вертикальных неотектонических перемещений блоков земной коры надвигообразование является вполне возможным процессом.

Учитывая наличие месторождений золота, сопровождающихся рассеянной сульфидной минерализацией, в надвиговых структурах в пределах ряда регионов России и зарубежья [2], не исключено обнаружение золоторудных объектов сходного генезиса в пределах Енисейского кряжа.

Литература

1. Гиллен К. *Метаморфическая геология*. – М.: Изд-во «Мир», 1984. – 174 с.
2. Татаринов А.В., Яловик Л.И., Яловик Г.А. Золотое оруденение в надвиговых структурах Монголо-Охотского коллизийного шва (Пришилкинская и Онон-Туринская зоны) // *Тихоокеанская геология*, 2004. – Т. 23. – С. 22–31.
3. Цыкин. Р.А. Геология россыпей Северо-Енисейского золоторудного района // *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*, 2011. – Т. 4. – № 3. – С. 243–262.

АГАТОВАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ БАЗИТОВ ЮЖНО-КУЗБАССКОГО МАГМАТИЧЕСКОГО АРЕАЛА

Е.В. Токарева

Научный руководитель доцент С.И. Коноваленко

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Первые сведения об агатовой минерализации в бассейне верхнего течения р. Томи на территории Кузбасса относятся еще к концу XVII века. Так, в челобитных грамотах 1675 года уже говорится «о сердоликах, агатах и халцедоне, встречаемых в огромных количествах по рекам Сибири». Однако во всех опубликованных работах, вплоть до середины XX века, упоминания об агатах региона носят в основном только географический характер. Итог этого периода исследований подводит академик А.Е. Ферсман, который в своей известной сводке [3] говорит о наличии на юге Сибири целой агатоносной Западно-Сибирской провинции и пишет, что «агаты встречаются в изобилии как в верховьях р. Томи, так и в 200 верстах ниже Кузнецка по этой же реке у Писанного камня». Особенно интересны, по его мнению, мелафиры по р. Томи ниже Кузнецка, в районе пересечения ею Салтымаковского кряжа, где миндалины заполнены селадонитом, агатом, халцедоном, горным хрусталем и достигают 40 см. в поперечнике.

Исследование этой минерализации началось только во второй половине XX века (70 – 90 гг.) и проводилось параллельно с осуществляющимися в то время геолого-съёмочными работами. Было установлено, что агатовая минерализация региона связана с миндалекаменными разностями базальтов раннемезозойских пластообразных тел так называемой «мелафировой подковы», локализованной в Бунгарпской мульде среди нижнетриасовых терригенных отложений мальцевской серии. Миндалекаменные разности тяготеют к подошве и кровле пластообразных тел и характеризуются переменным количеством пустот (от 1 до 20 %). Мелкие миндалины обычно пустотелые или заполнены хлоритом, более крупные выполнены халцедоном и кварцем. Миндалины обладают уплощенной лепешковидной, блюдцеобразной или ланцетовидной формой с коэффициентом уплощения от 2 до 10. В верхнем (прикровлевым) горизонте они более изометричны, имеют булкообразную и даже шарообразную форму. Нередко ориентированы в каком-то одном направлении. Размеры миндалин различных участков и проявлений колеблются от 3 до 15...20 см, но крупные встречаются относительно редко. Меняется и характер выполнения миндалин. В некоторых проявлениях количественно преобладают параллельно-полосчатые оникс-агаты, слагающие обычно донную часть миндалин, в то время как верхняя заполнена друзовидным кварцем. В других проявлениях донная часть выполнена яшмо-агатом коричневого или красно-коричневого цвета, а верхняя – концентрическо-зональным агатом, состоящим из тонких чередующихся серых, голубовато-серых и светло-серых непрозрачных слоев, повторяющих форму миндалин. Ядерная зона их представляет собой друзовый агрегат сросшихся кристалликов горного хрусталя с кальцитовым или хлоритовым выполнением остающейся центральной пустоты. Наконец, существуют миндалины, целиком заполненные неявно-зональным или даже однородным серым халцедоном, который приобретает декоративность только в случае присутствия в нем коричнево-черных дендритов гидрооксидов железа и марганца. Высокую декоративность миндалинам агата придают и окрашенные желто-красные цеолиты, нередко встречающиеся на ряде проявлений (участок Терсюк и др.). С генетической точки зрения весьма интересны миндалины, заполненные битумами и даже жидкой нефтью, известные в провинции. Генезис агатов не вызывает сомнений и связывается с гидротермальной деятельностью, проявившейся в ходе остывания

кристаллизующихся базальтов. Природа самих этих пород до сих пор дискуссионна. Большая часть исследователей считает их эффузионными по происхождению, сопоставляя с синхронными траппами Сибирской платформы, другие рассматривают как исключительно интрузивные образования [2]. Однако и те и другие единомышленны в том, что появление базитовых расплавов в южном складчатом обрамлении Западно-Сибирской плиты является следствием формирования Сибирского суперплюма [1], породившего на Сибирской платформе гигантский по масштабу трапповый магматизм, отголосками которого в Кузбассе и стали агатонские базальтоиды.

Литература

1. Добрецов Н.Л. Мантийные суперплюмы как причина главной геологической периодичности и глобальных перестроек // Доклады РАН. – М., 1997. – Т. 357. – № 6. – С. 797–800.
2. Федосеев Г.С., Сотников В.И., Рихванов Л.П. Геохимия и геохронология пермотриасовых базитов северо-западной части Алтае-Саянской складчатой области // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2005. – Т. 46. – № 3. – С. 289–302.
3. Ферсман А.Е. Избранные труды. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – Т. 7. – 592 с.

КРИСТАЛЛОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАЛЬЦИЕВЫХ РАЗНОВИДНОСТЕЙ ЭЛЬПИДИТА ИЗ ВЕРХНЕЭСПИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНЫЙ КАЗАХСТАН)

Е. Турсынулы, А.П. Слюсарев, Г.К. Бекенова

Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева, г. Алма-Ата, Казахстан

Минеральный состав Верхнеэспинского месторождения редких элементов характеризуется значительным разнообразием и включает более 120 минералов [3]. Среди них имеются редкие, очень редкие и вновь открытые минеральные виды [5 – 8] и разновидности [1, 2, 4 и др.]. Эльпидит, водный цирконосиликат натрия, на месторождении встречается в ряде пегматоидных жил, где образует сравнительно крупные выделения в промежутках между другими минералами, и по трещинам катаклаза в кварц-полевошпатовых участках жил, а также в фенитизированных породах. В последних минерал образует сравнительно равномерно рассеянную вкрапленность отдельных зерен или небольших сростков размером от 1...2 мм и редко больше. Совместно с эльпидитом встречаются кварц, микроклин, альбит, рибекит, арфведсонит, эгирин, гагаринит, анатаз, циркон, минералы группы пироклора, лепидолит, флюорит, новый минерал натротитанит [7] и др. Химический состав минерала из пегматоидной жилы ранее был изучен «мокрой» химией (В.Д. Скопина, КазИМС, 1960 г.), из фенитизированной породы – электроннозондовым микроанализом на приборе JCSA 733 с применением энергодисперсионного спектрометра INCA ENERGY (ускоряющее напряжение 25 кВ, ток зонда 25 нА, сфокусированный (диаметр 1...2 мкм) или расфокусированный (10 мкм) зонд). В качестве образцов сравнения использованы: альбит (Na), адуляр (K), CaSiO₃ (Ca), SiO₂ (Si), ZrSiO₄ (Zr), HfO₂ (Hf), металлический Sn (Sn). При изучении в электроннозондовом микроанализаторе выявлены две кальцийсодержащие разновидности эльпидита со средним содержанием CaO (мас. %) 0,64 (до 1,00) и 2,79 (до 3,00) (рис. 1). Химический состав (мас. %) первой и второй фаз: Na₂O 7,93 и 5,67; SiO₂ 57,88 и 57,23; K₂O 0,00 и 0,31; CaO 0,63 и 3,22; ZrO₂ 19,46 и 17,84; SnO₂ 0,44 и 0,00; HfO₂ 0,79 и 1,37; сумма 87,12 и 85,64 соответственно. Эмпирические формулы имеют вид:

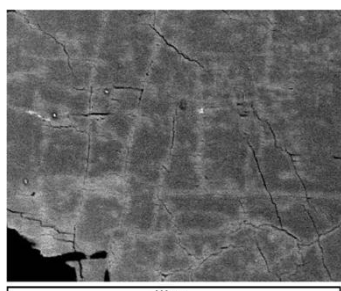
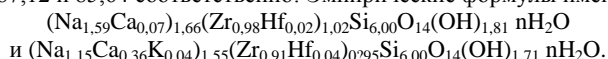


Рис. 1. Трещиноватое зерно эльпидита (темно-серое) с включениями флюорита (белое) и КПШ (черное). По ослабленным зонам в зерне развивается эльпидит с более высоким содержанием кальция (светло-серое). Изображение полированной поверхности зерна в обратнорассеянных электронах (состав)

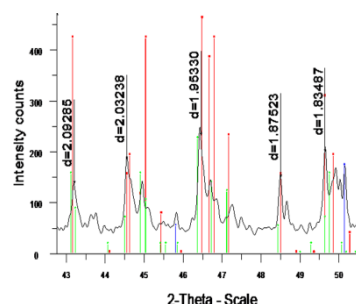


Рис. 2. Фрагмент дифрактограммы (2θ 43...50°) образца эльпидита из фенитизированной породы. Рефлексы с межплоскостными расстояниями эльпидита (American Society for Testing and Materials Powder Diffraction File 71-1547) (зеленое), кальцийсодержащего эльпидита (ASTM PDF 83-2181) (красное), кварца (ASTM PDF 46-1045) (синее)

Рентгенодифрактометрический анализ эльпидита из фенитизированной породы проведен на автоматизированном дифрактометре ДРОН-4 (CuKα – излучение, β-фильтр, ускоряющее напряжение 35 кВ; ток анода 20 мА; шкала: 2000 имп.; постоянная времени 2 с; съемка θ-2θ; детектор 2 град/мин). Рентгенофазовый

анализ подтвердил наличие двух фаз кальцийсодержащего эльпидита (табл.). Фрагмент дифрактограммы образца эльпидита иллюстрирует смещение рефлексов указанных разновидностей (рис. 2). Вычисленные параметры элементарной ячейки двух разновидностей эльпидита с незначительным содержанием кальция до 1 мас. %: a 7,136(6) Å; b 14,666(6) Å; c 14,64(1) Å; V 1532(3) Å³; с содержанием кальция до 3 %: a 7,309(4) Å; b 14,671(8) Å; c 7,125(8) Å; V 764(2) Å³.

Таблица

Результаты расчета фрагмента дифрактограммы эльпидита из фенитизированной породы

№	I	d, Å	hkl	Минерал	№	I	d, Å	hkl	Минерал
1	23,2	7,322	002 020	Эльпидит Кальциевый эльпидит	18	5,7	2,552	240 202	Эльпидит Кальциевый эльпидит
2	11,3	7,129	100 001	Эльпидит Кальциевый эльпидит	19	4,8	2,524	241	Эльпидит
3	100	6,549	021 110	Эльпидит Кальциевый эльпидит	20	7,0	2,447	060	Эльпидит
4	87,1	5,174	022 120	Эльпидит Кальциевый эльпидит	21	12,2	2,412	224 142	Эльпидит Кальциевый эльпидит
5	8,3	4,823	121 111	Эльпидит Кальциевый эльпидит	22	3,7	2,319	062	Эльпидит
6	5,8	4,441		?	23	3,7	2,283	161	Эльпидит
7	7,8	4,252		Кварц	24	6,5	2,185	063	Эльпидит
8	11,2	4,189	122 121	Эльпидит Кальциевый эльпидит	25	4,0	2,093	163 242	Эльпидит Кальциевый эльпидит
9	9,9	3,656	040	Эльпидит	26	5,4	2,032	064 260	Эльпидит Кальциевый эльпидит
10	39,8	3,342		Кварц	27	6,8	1,953	164 341	Эльпидит Кальциевый эльпидит
11	78,9	3,267	220	Кальциевый эльпидит	28	4,4	1,875	065 350	Эльпидит Кальциевый эльпидит
12	16,3	3,190	141	Эльпидит	29	5,8	1,835	351 080	Эльпидит Кальциевый эльпидит
13	15,0	3,130	221 112	Эльпидит Кальциевый эльпидит	30	5,9	1,764	264 271	Эльпидит Кальциевый эльпидит
14	9,7	2,972	142 221	Эльпидит Кальциевый эльпидит	31	5,8	1,725	360	Кальциевый эльпидит
15	7,3	2,932	043 122	Эльпидит Кальциевый эльпидит	32	2,8	1,671	183	Эльпидит
16	6,7	2,715	143	Эльпидит	33	4,7	1,592	228 182	Эльпидит Кальциевый эльпидит
17	15,8	2,587	044 240	Эльпидит Кальциевый эльпидит	34	3,1	1,554	085 362	Эльпидит Кальциевый эльпидит

Литература

- Бекенова Г.К., Степанов А.В., Котельников П.Е., Левин В.Л., Добровольская Е.А. Уточнение химического состава некоторых редкоземельных минералов месторождения Верхнее Эспе: I. Фторкарбонаты // Известия НАН РК. Серия «Геология и технические науки». – Алматы, 2012. – № 1. – С. 93 – 99.
- Бекенова Г.К., Степанов А.В., Котельников П.Е. и др. Уточнение химического состава некоторых редкоземельных минералов месторождения Верхнее Эспе: II. Силикаты, карбонатсиликаты // Известия НАН РК. Серия «Геология и технические науки». – Алматы, 2012. – № 4. – С. 22 – 33.
- Степанов А.В., Бекенова Г.К. Краткая характеристика Верхнеэспинского месторождения редких элементов // Геология, минерагения и перспективы развития минерально-сырьевых ресурсов: Материалы конференции (Сатпаевские чтения). – Алматы, 2009. – С. 248 – 258.
- Степанов А.В., Бекенова Г.К. и др. О процессе фенитизации в связи с малыми интрузиями щелочных гранитов на примере Верхнеэспинского редкометалльного месторождения (Восточный Казахстан) // Геология в XXI веке: Материалы конференции (Сатпаевские чтения). – Алматы, 2011. – С. 302 – 310.
- Camara F., Hawthorne F.C., Ball N.A. et al. Fluoroleakeite, $\text{NaNa}_2(\text{Mg}_2\text{Fe}_3^{+2}\text{Li})\text{Si}_8\text{O}_{22}\text{F}_2$, a new mineral of the amphibole group from the Verkhnee Espe deposit, Akjailyautas Mountains, Eastern Kazakhstan District, Kazakhstan: Description and crystal structure // Mineralogical Magazine, 2010. – Vol. 74. – P. 521 – 528.
- Sokolova E., Abdu J., Hawthorne F. et al. Camaraitite, $\text{Ba}_3\text{Na}(\text{Fe}_2^{+}, \text{Mn})_8\text{Ti}_4(\text{Si}_2\text{O}_7)_4\text{O}_4(\text{OH}, \text{F})_7$, a new titanium-silicate mineral from the Verkhnee Espe deposit, Akjailyautas mountains, Kazakhstan // Mineralogical Magazine, 2009. – Vol. 73(5). – P. 521 – 528.
- Stepanov A.V., Bekenova G.K., Levin V.L., Hawthorne F.C. Natrotitanite, ideally $(\text{NaO}_5\text{Y}_0)_5\text{Ti}(\text{SiO}_4)\text{O}$, a new mineral from the Verkhnee Espe deposit, Akjailyautas mountains, Eastern Kazakhstan district, Kazakhstan: description and crystal structure // Mineralogical Magazine, 2012. – Vol. 76 (1). – P. 37 – 44.

8. Stepanov A.V., Bekenova G.K., Levin V.L. et al. Tarbagataite, $(K\Box)Ca(Fe_2^+, Mn)_7Ti_2(Si_4O_{12})_2O_2(OH)_5$, a new astrophyllite group mineral species from the Verkhnnee Espe deposit, Akjailyautas Mountains, Kazakhstan: description and crystal structure // Canadian Mineralogist, 2012. – Vol. 50. – P. 159 – 168.

ТИПОМОРФНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БЛЕКЛЫХ РУД НА ОЛОВО-СЕРЕБРО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «МИРХАНТ» (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТАДЖИКИСТАН)

Ф.А. Файзиев

Научный руководитель профессор А.Р. Файзиев

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Таджикистан

Блеклые руды известны уже более 250 лет. Согласно [2], термин «блеклые руды» встречается в литературе с 1774 г. у Валерия. Изучением их занимались в разные годы ряд исследователей (Чермак, Ф. Махачки, Н.В. Белов, Е.К. Лазаренко, Н.Н. Мозгова и др.).

Блеклая руда на месторождении представлена исключительно тетраэдритом. Об этом свидетельствуют результаты 30 проанализированных образцов из различных частей месторождения. Среднеарифметические содержания элементов в тетраэдритах, которые рассчитаны на 13 атомов серы, имеют следующий вид: $(Cu_{11,41}, Ag_{1,86}, Fe_{1,38}, Zn_{0,46}, Hg_{0,11})_{12,01} (Bi_{0,04}, As_{0,19}, Sb_{3,85})_{4,04}$. Анализы были выполнены электронно-зондовым методом в шапках в лаборатории Минералогического музея им. А.Е. Ферсмана РАН Л.А. Паутовым, А.А. Агахановым и В.Ю. Карпенко.

Тетраэдрит относится к числу главных рудных минералов месторождения. В среднем содержание его в рудах составляет 3...4 мас. %. Его выделения имеют неправильную, изометричную, таблитчатую и ксеноморфную формы размером 0.2...3 мм. Известны также маломощные прожилки тетраэдрита мощностью до 2 мм. Кроме того, встречаются его тонкие включения, измеряемые в 1...30 микрон. С халькопиритом, станнином, сфалеритом, галенитом, различными сульфосолями серебра, меди и свинца, селенидами и самородным серебром образует тесные сростания. Тетраэдрит отлагался в полиметаллическую стадию и образует несколько близкоодновременных минеральных ассоциаций. Наиболее широко распространенной во всех типах руд является тетраэдрит-галенитовая ассоциация.

Тетраэдрит выполняет промежутки между агрегатами зерен арсенопирита, а также корродирует его с образованием раскрошенной структуры. Обычно он находится в тесном сростании с галенитом и кальцитом (рис. 1, 2) и совместно с ними пересекает арсенопирит, марказит I, пирит I и сфалерит I. С галенитом блеклая руда находится в разных соотношениях и образует мелкие каплевидные включения размером 1...10 мкм в галените; тесные сростания неправильной формы зерен размером 50...100 мкм; корки на галените толщиной до 10 мкм; крупные выделения аллотриоморфной и таблитчатой форм размером 0.2...2.5 мм. Тетраэдрит нередко сопровождается редкой мелкой вкрапленностью халькопирита II размером в сотые и тысячные доли мм и содержит в себе включения бурнонита размером до сотых долей мм. Наблюдается также тонкое прорастание пирита II с тетраэдритом и псевдоморфное замещение его арсенопиритом. Нередко он встречается также в виде изометричных и неправильной формы выделений в галените, реже в сфалерите II.

Более поздние, по сравнению с кальцит-тетраэдрит-галенитовой, три парагенетические ассоциации с сульфосолями, самородным серебром и селенидами распространены в рудной залежи неравномерно. Ассоциация сульфосоли серебра с блеклой рудой распространена в массивных рудах штольни 1, штрека 1. Две другие ассоциации с самородным серебром и селенидами распространены на северо-западе рудной залежи. Сульфосоли – пираргирит, миаргирит, бурнонит в виде мелких включений заключены в блеклую руду. С самородным серебром тетраэдрит находится в следующих взаимоотношениях: 1) содержит мелкие включения самородного серебра размером 0.005...0.01 мм; 2) реликты размером 0.01...0.05 мм располагаются по краям зерен самородного серебра.

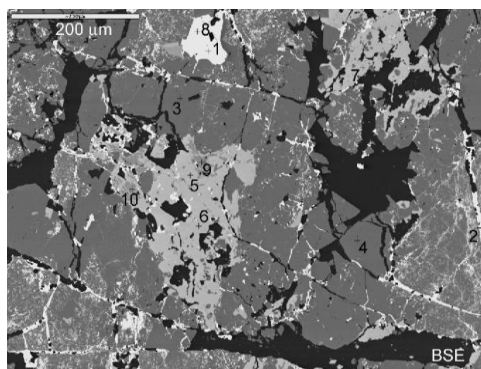


Рис. 1. Участок 1, шапка № 985. Изображение в обратно-рассеянных электронах (BSE). Крестиками отмечены анализы под соответствующими номерами. 1, 2, 8 – галенит, 3, 4 – пирит, 5, 6, 7 – тетраэдрит, 9, 10 – сфалерит. Реликты раннего сфалерита в тетраэдрите. Трещины выполнены кальцит-галенитовыми прожилками

В отраженном свете тетраэдрит бесцветный, с заметным зеленоватым оттенком. Изотропен. Отражательная способность больше, чем у станнина и сфалерита, и меньше, чем у галенита. Твердость наблюдается в пределах от 220 до 313 кг/мм² при среднем 256 кг/мм² (при нагрузке 50 г). Эти значения несколько ниже значений, приводимых в [6]. Возможно, это связано с повышенной концентрацией серебра, цинка и ртути в минерале.

Химический состав тетраэдритов, образованных в разных типах минерализации, свидетельствует об определенных закономерностях в изменении количественных соотношений основных и сопутствующих элементов. В составе тетраэдрита помимо основных компонентов – меди, серы, сурьмы, мышьяка, обнаружены цинк, железо, серебро, а также менее характерные – ртуть, висмут, селен.

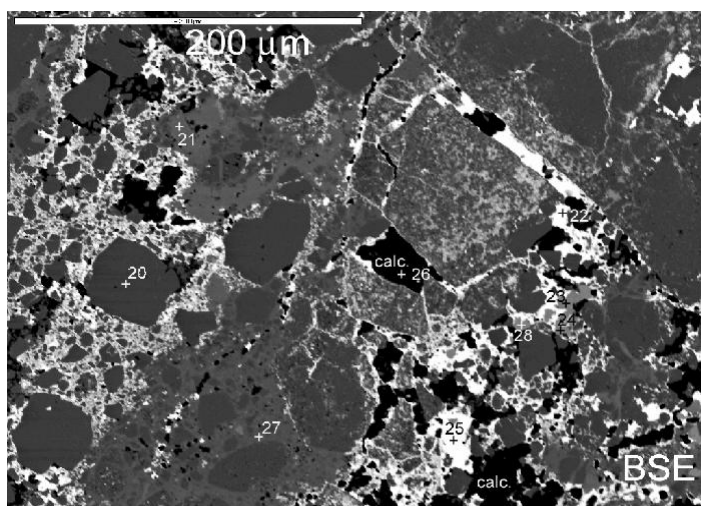


Рис. 2. Участок 2, шайка № 985. Изображение в обратно-отраженных электронах (BSE). Крестиками отмечены анализы под соответствующими номерами. 20 – пирит, 21, 27 – сфалерит, 22, 25 – галенит, 23, 24, 28 – тетраэдрит, 26 – кальцит. Пирит и сфалерит в кальцит-галенит-тетраэдритовом цементе

Тетраэдриты месторождения характеризуются высокими содержаниями цинка (0.17...7.49 %). Минерал относится к цинковой разновидности блеклых руд – Zn –тетраэдриту и зандбергиту [3]. Кроме того, высокое содержание цинка в тетраэдрите отмечено Ю.С. Берманом и др. [1] в кайнозойских золото-серебряных месторождениях, где концентрация цинка достигает 8...10 мас. %. Вышеизложенное указывает на высокую активность цинка в рудообразующих растворах.

Тетраэдрит на месторождении – это один из главных сереброносных минералов. Содержание серебра варьирует от 0.23 до 19.1 мас. %. Здесь отмечается прямая зависимость содержаний сурьмы и серебра. Так, при содержании серебра 0.23 мас. % концентрации сурьмы 20.62 мас. %, а при увеличении содержания сурьмы до 27.23 мас. % соответственно увеличивается концентрации серебра до 19.1 мас. %. Тетраэдрит ассоциирует здесь с самородным серебром, что указывает на восстановительные условия их образования. Наиболее высокосеребристым является тетраэдрит из ассоциации с миаргиритом и бурнонитом, по составу относящейся к Ag-Zn-тетраэдритовой [4].

Железо встречается во всех анализах тетраэдрита. Концентрация его колеблется от 0.13 до 4.66 мас. %. Только в трех анализах содержание железа превышает содержание цинка.

Кроме того, встречаются висмут и селен. Висмут составляет от 0 до 0.61 мас. %.

Селен отмечается преимущественно в блеклых рудах, ассоциирующих с селенидами. Содержание его достигает 0.81...1.07 мас. %. Очевидно, в завершающей рудообразующий процесс полиметаллической стадии падает активность серы и увеличивается активность селена, что также указывает на восстановительные условия формирования этих минералов.

Для блеклых руд месторождения характерно постоянное присутствие ртути с содержанием от 0.14 до 8.90 мас. %. Для более ранних минеральных парагенезисов вариации в содержании ртути невелики – 0.14...1.51 мас. %. Тетраэдрит из ассоциации с селенидами и самородным серебром заметно обогащается ртутью, содержание ее достигает 5.48...8.90 мас. %. Такая блеклая руда относится уже к Hg-содержащему тетраэдриту [4]. Существенно различающиеся содержания ртути в пределах одного месторождения являются индикатором их разновременного образования [5].

Литература

1. Берман Ю.С., Ботова М.М., Сандомирская С.М. Блеклые руды кайнозойского золото-серебряного месторождения // Труды ЦНИГРИ, 1979. – Вып. 149. – С.43–49.
2. Лазаренко Е.К. О блеклых рудах // Минерал. сб. Львов. геол. о-ва, 1956. – № 10. – С.172–211.
3. Митряева Н.М. Минералогия барито-цинково-свинцовых руд месторождения Атасуйского района. – Алма-Ата: Наука, 1979. – 219 с.

4. Мозгова Н.Н., Целин А.И. Блеклые руды. – М., Наука, 1983. – 280 с.
5. Озерова Н.А. Ртуть и экзогенное рудообразование. – М., Наука, 1986. – 232 с.
6. Tatsuka K., Morimoto N. Tetrahedrite stability relation in the Cu-Sb-S system // Amer. Miner., 1977. – Vol. – 62. – P. 1101–1109.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛАТЕРАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ В КОЛЛЕКТОРАХ ПЛАСТА Ю₁ КАЗАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. Черданцева

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фактор анизотропии является основополагающим при уточнении геологической сущности структурных преобразований пород коллекторов нефтяных месторождений.

В последние годы появилось большое количество публикаций [1 – 6], свидетельствующих о неоднородности (анизотропии) собственно горизонтальной проницаемости коллекторов.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд месторождений нефти и газа. Согласно нефтегазоносному районированию оно расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и входит в состав Васюганской нефтегазоносной области. В пределах Томской области промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями нижнего и верхнего мела, юры и отложениями доюрского фундамента в интервале глубин от 1200 до 3200 м. Наиболее перспективным является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс, отложения которого автором детально изучались в одной из скважин Казанского месторождения. Описано более 70 м керна, детально изучено 16 образцов пород со шлифами песчаных коллекторов пластов Ю₁¹ и Ю₁² с глубиной отбора керна 2481,3...2511,2 м. Образцы предварительно ориентированы палеомагнитным способом.

Изучение образцов включало в себя несколько этапов. Все исследуемые образцы предварительно были ориентированы палеомагнитным методом, позволяющим определять северное направление на момент образования пород. Фациальная принадлежность образцов включала в себя проведение типизации текстур песчаных коллекторов по объёмным разверткам образцов ориентированного керна. Параллельно проводилось изучение минерального состава и структурно-текстурных особенностей пород в шлифах.

Существенную помощь в дальнейшем расчленении оказали данные гранулометрического анализа шлифов, поскольку отдельные статистические параметры полученных выборок несут в себе определенную информацию об условиях осадконакопления: процессах транспортировки материала и источниках сноса, тектоническом режиме, рельефе дна бассейна, динамике среды. Использование отдельных гранулометрических параметров позволило провести генетическую классификацию песчаников с использованием диаграмм: динамической Рухина, динамогенетической Рожкова, генетической Пассега, генетической Гостинцева (табл.)

В следующий этап работ проводилось измерение в шлифах, изготовленных из палеомагнитно ориентированного керна, ориентировок предпочтительного удлинения зёрен кварца с построением роз-диаграмм их распределения. Установлено, что большая часть терригенных кварцевых зёрен ориентирована в шлифах в северо-восточном или близком к нему направлении (рис., а).

Дальнейшее построение роз-диаграмм по данным измерений магнитных характеристик изучаемых пород и сопоставление их с розами-диаграммами распределения удлиненных зерен породы показало очень хорошую сходимость полученных результатов (рис., б) и подтвердило анизотропную составляющую в изучаемых пластах песчаных коллекторов.

Таким образом, изучение неоднородности в коллекторах позволит оптимизировать размещение нагнетательных и добывающих скважин и планировать мероприятия по увеличению нефтеотдачи.

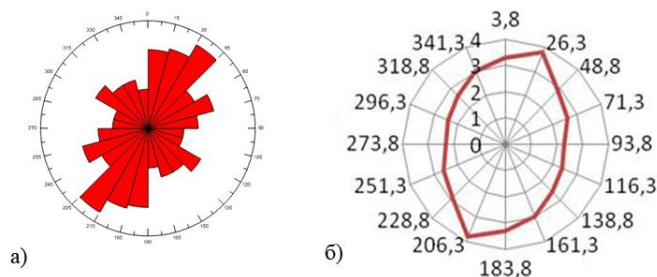


Рисунок. Сопоставление данных роз-диаграмм направления преимущественного удлинения зерен кварца в шлифах (а) и петрофизических измерений (б). Образцы 14/4

Таблица

Интерпретация результатов анализа granulometрии по скв. 14 Казанского месторождения

№ образца	Фация по В.П. Алексееву	На диаграмме Г.Ф. Рожкова	Л.Б. Рухин	На диаграмме К.К. Гостинцева	
14/1	Отложения полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья (БП) и открытого подвижного бассейнового мелководья (БМ)	Эоловая переработка песков морских пляжей.	Прибрежные осадки	Осадки слабых течений, застойных зон, озер	
14/2		Выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения. Прибрежно-морские фации. Пески подводных пляжей.		Широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации	
14/3			Пески пляжей		Широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации
14/4		Отложения полуизолированного малоподвижного мелководья (БП) и открытого подвижного бассейнового мелководья (БМ)	Выход волн на мелководье, сильный накат волн. Субаэральные пляжи. Фация побережья акваторий вблизи береговой черты.	Прибрежные осадки	Морские осадки, осадки рек и пойм
14/5			Эоловая переработка песков морских пляжей.		Осадки слабых течений, застойных зон, озер
14/6			Выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения. Прибрежно-морские фации. Пески подводных пляжей.		Широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации
	14/8		Эоловая обработка песков морских пляжей (микрофашия береговых дюн). Фашия побережья акваторий вблизи береговой черты		Пески пляжей
14/9					
14/10	Отложения полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья (БП)	Выход волн на мелководье, сильный накат волн. Субаэральные пляжи. Фашия побережья акваторий вблизи береговой черты.	Прибрежные осадки	Морские осадки, осадки рек и пойм	
14/11					
14/12		Выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения. Прибрежно-морские фации. Пески подводных пляжей.		Широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации	
14/13		Эоловая переработка песков морских пляжей.		Осадки слабых течений, застойных зон, озер	
14/14		Выход волн на мелководье, сильный накат волн. Субаэральные пляжи. Фашия побережья акваторий вблизи береговой черты.		Морские осадки, осадки рек и пойм	
14/15		Выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения. Прибрежно-морские фации. Пески подводных пляжей.		Морские осадки, осадки рек и пойм	
14/16	Отложения заливно-лагунного побережья (БЗ)	Выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения. Прибрежно-морские фации. Пески подводных пляжей.		Широкие участки устьев рек, мелководье, речные плесы, морские фации	
14/16					

Р. Пассега : Градационная суспензия

Литература

1. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. – Томск, 2002. – Т.305. – Вып. 6. – С. 296–304.
2. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник ЮКОС. – М.: Издательский дом Нефть и капитал, 2004. – № 10. – С. 33–36.
3. Chen H.-Y., Hidayati D.T., Teufel L.W. Estimation of Permeability Anisotropy and Stress Anisotropy From Interference Testing, SPE Paper 49235, 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, U.S.A., September 27–30, 1998.
4. Ramey H.J., Jr.: «Interference Analysis for Anisotropic Formations-A Case History». Petrol. Tech. (Oct. 1975) 1290 – 1298; Trans., AIME, 259.

5. Wade J.M., Hough E.V., Pedersen S.H. Practical Methods Employed in Determining Permeability Anisotropy for Optimization of a Planned Waterflood of the Eldfisk Field, SPE Paper 48961, 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, U.S.A., September 27–30, 1998.
6. Whitehead N.H. Atlas of Major Rocky Mountain Gas Reservoirs, New Mexico Bureau of Mines and Mineral Resources, Socorro, NM, 1993.

МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЫХЛЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ПОИСКАХ КОРЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ПЛАТИНОИДОВ НА МАССИВЕ «КОНДЕР»

Т.А. Чикишева

Научный руководитель профессор А.Т. Корольков
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

На территории востока России широко представлены зональные базит-гипербазитовые массивы, значительная часть которых располагается в структурах Сибирской платформы (Кондерский, Чадский, Инаглинский и др.). Они образуют штокообразные тела с концентрически-зональным внутренним строением, обусловленным последовательным переходом от дунитов в центре к пироксенитам и габброидам на краю. Важнейшей особенностью таких массивов являются дунитовые “ядра”, дающие промышленные россыпи платины [3].

Среди этих массивов эталонным по проявленности магматических, постмагматических и контактово-реакционных процессов считается самый крупный из них – Кондерский массив, расположенный в юго-восточной части Сибирской платформы (восточная часть Алданского щита), в бассейне р. Май, в междуречье ее левых притоков Омни и Маймакана в северной краевой части Батомгского поднятия. Массив имеет в плане концентрическую форму. Ядро массива диаметром 5,5 км слагают дуниты. Оно окружено кольцевым телом клинопироксенитов мощностью 100...750 м. Далее расположены изогнутые дуговые тела косьвитов и габброидов нормального ряда щелочности, образуя кольцевую зону шириной 0.4 км. Косьвиты слагают внутренние зоны этих тел, а габбро – внешние. Косьвиты слагают также многочисленные маломощные (~10 см) жилы и дайки в пределах дунитового ядра.

В 1956-1958 гг. на Алданском щите были открыты платиноносные россыпи, связанные с концентрически-зональными интрузивами щелочно-ультраосновных пород. В период с 1979 по 1987 г. ПГО «Дальгеология» осуществляло поисково-разведочные работы на площади Кондерского массива, которые способствовали проведению геолого-тематических исследований. С 1984 года ведутся добычные работы старателями артели «Амур». Ежегодно добывается около трех тонн шлиховой платины [2].

В настоящее время россыпь р. Кондер отработана и имеет смысл приступить к поискам коренных источников платиноидов. Однако вопрос о перспективности рудной платиноносности остается дискуссионным. Это связано с тем, что нет четкого представления о морфологии платиносодержащих рудных тел, масштабы их распределения в пределах дунитового ядра. Хромшпинелиды, с которыми парагенетически связаны платиноиды, в коренном залегании находятся в шлировых и линзовидных сегрегациях размером до 10...30 см в значительной степени разрозненных по дунитовому ядру, что сводит к минимуму возможность их обнаружения скважинами поисково-разведочного бурения.

Коренная минерализация в дунитах представлена двумя морфологическими типами:

1) линзообразными залежами прожилково-вкрапленной минерализации протяженностью от 2 до 50 м и мощностью первые метры;

2) овальными в плане залежами вкрапленной минерализации до 300 м по длинной оси.

Минералы платиновой группы (МПГ) в залежах первого типа ассоциируют с оливином и встречаются в сростках с ним или в виде небольших изометричных включений. Второй тип залежей сложен хромдиопсидом, флогопитом и магнетитом с МПГ, образующими сростки с магнетитом, пироксеном и, реже, флогопитом.

Коренная платиноносность массива изучена еще очень слабо, и описание минералов проводится преимущественно по образцам из россыпного месторождения.

В рыхлых отложениях и в коренном залегании установлено более 50 минералов элементов платиновой группы (ЭПГ), золота и серебра. Установлена приуроченность той или другой минеральной разновидности к определенным типам пород Кондерского массива – хромитоносным дунитам центральной части, обрамляющим их хромитоносным клинопироксенитам либо жильным флогопит-магнетитовым клинопироксенитам, прорывающим дуниты в юго-западной части массива. При этом, удалось выяснить, что главный минерал ЭПГ – изоферроплатина (Pt_3Fe) – оказался весьма неоднородным как по насыщенности железом, так и по содержанию примесных ЭПГ [1].

В течение последних лет нами проводился минералогический анализ платиноидов из техногенных отвалов россыпи Кондер, расположенной внутри кольца. Установлено, что платина встречается в различной степени окатанности в виде комковидных зерен неправильной формы, угловато – комковидных с мелкобугристой неровной поверхностью с углублениями амёбовидными, иногда скрученными отростками, пластинчатых со сглаженной поверхностью и ровными слабоизрезанными или волнистыми краями.

Нередко на поверхности зерен присутствуют примазки гидроокиси железа светло – коричневого цвета с глинистыми налетами в углублениях. Размер выделенных зерен платины варьирует от +2,0 до -0,1 мм. Цвет зерен от серебристо – белого или оловянно – серого до темно – серого или свинцово – серого с тусклым металлическим блеском.

Анализ проб из эфельных отвалов показал, что зерна МПГ подверглись значительному перемыву, но по редким знакам сохранившихся рудных форм можно судить об облике платины в коренном залегании. Для рудных неокатанных форм характерны изометричные зерна с отростками, ноздреватые, «скелетные» зерна с сильным металлическим блеском (для сравнения – окатанные зерна имеют более тусклый блеск), что говорит о «свежем» облике кристаллов, а также наличие сростков с хромитом, магнетитом, оливином.

Таблица

Распределение МПГ по классам крупности

Класс, мм	Pt, гр	Выход, %
+2	0,1346	5,1
-2+1	0,0777	2,9
-1+0,5	0,3594	13,4
-0,5+0,315	0,4370	16,3
-0,315+0,250	0,2334	8,7
-0,250+0,125	0,8200	30,5
-0,125	0,6214	20,31
	Σ 2,6835	Σ 100

Данные таблицы показывают, что большинство платины распределяется в классы крупности менее 0,25 мм, а крупные выделения довольно редки, это следует учитывать при проведении поисков коренных источников.

Поиски коренных источников платиноидов осложняются мелкогнездовым их распределением при отсутствии четко выраженной морфологии рудных тел. Это снижает эффективность поискового бурения. В такой ситуации необходимы опытно-исследовательские работы по изучению статистически выверенного распределения в различных породах, содержащих платину (дунитах, косьвитах, пироксенитах).

Минералогический анализ позволяет выделить как интенсивно окатанную платину размерностью от 1...2 до -0,1 мм, так и весьма близкую по морфологии, цвету и выделениям платине из коренного залегания. Это свидетельствует о том, что в россыпи кольца платиноиды присутствуют из близко расположенных коренных источников. Минералогический анализ позволяет установить крупность исследуемых зерен, что необходимо учитывать при поисках и разработке дальнейшей схемы обогащения, а также определить содержания шлиховой платины в объеме породы.

Литература

1. Геодинамика, магматизм и металлогения Востока России: в 2 кн. / под ред. А.И. Ханчука. – Владивосток: Дальнаука, 2006. – С. 581–587.
2. Гурович В.Г., Землянухин В.Н., Емельяненко Е.П. и др. Геология, петрология и рудоносность Кондерского массива. – М.: Наука, 1994. – 176 с.
3. Симонов В.А., Приходько В.С., Ковязин С.В., Тарнавский А.В. Условия формирования Кондерского платиноносного ультраосновного массива (Алданский щит) // ДАН, 2010. – Т. 434. – № 1. – С. 108–111.

ГЕОХИМИЯ Se и Te В РУДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «КОЧБУЛАК»

С.В. Шапошникова

Научный руководитель профессор В.Д. Цой

Национальный университет Узбекистана имени Мирзо Улугбека, г. Ташкент, Узбекистан

Минералого-геохимические особенности месторождения изучались Э.А. Марковой [3], В.А.Коваленкером [2], М.М. Мансуровым [1] и др., что позволило установить в рудах месторождения более 100 рудных минералов [4]. В настоящей статье приводятся результаты обобщения имеющейся информации по теллуридам, селенидам и сопутствующим им минералам месторождения Кочбулак.

Теллур. По перечню теллуридов месторождение уникальное. Здесь найдено пять теллуридов висмута, пять – золота, три – серебра, обнаружены также теллуриды сурьмы, ртути, железа и никеля. В рудах месторождения известны многочисленные соединения теллура с металлами (калаверит, сильванит, петцит, гессит, алтаит, теллуrowисмутин, тетрадимит, жозент, теллурантимон, риккардит и др.), а также самородный теллур. Содержания теллура в алтаите – 38 вес. %, в калаверите – 56,5 вес. %, в гессите – 37,7 вес. %, в сильваните – 32,6 вес. % и петците – 34,3 вес. % близки теоретическим в этих минералах. Весьма высокие содержания теллура установлены в отдельных образцах блеклых руд.

Теллуриды являются широко распространенными минералами в золото-сульфидно-кварцевых жилах, но при этом их общее содержание относительно небольшое. Среди них наиболее распространены алтаит и гессит, в некоторых участках – минералы системы Bi(Sb)–Te–S–(Sc), меньше – калаверит, сильванит и петцит. Редкими являются колорадоит, мелонит, риккардит, фробергит, штютцит, эмпрессит, костовит [4]. Как и самородное золото, теллуриды тяготеют к сульфидам – тетраэдриту, меньше к пириту, галениту, халькопириту [1]. Мономинеральные скопления встречаются редко, типичными являются агрегаты двух-трех и более теллуридов (рис. 1). Они образуют скопления в виде вкраплений, прожилков, линз, гнезд неправильной формы, размер выделений варьирует от микроскопических до 3x5 см. Ниже приводятся некоторые данные о минералах теллура, встреченных в ассоциациях месторождения Кочбулак.

Самородный теллур Те. Наиболее крупные выделения минерала характерны для трубчатых тел Кочбулака, где гнездовые вкрапления достигают размера 6x4 см. Он ассоциирует с теллуридом состава Au_2Te_5 , калаверитом, алтаитом, колорадоитом, сильванитом и гесситом. В микропарагенезисе с ним встречается блеклая руда, галенит, алтаит, кварц.

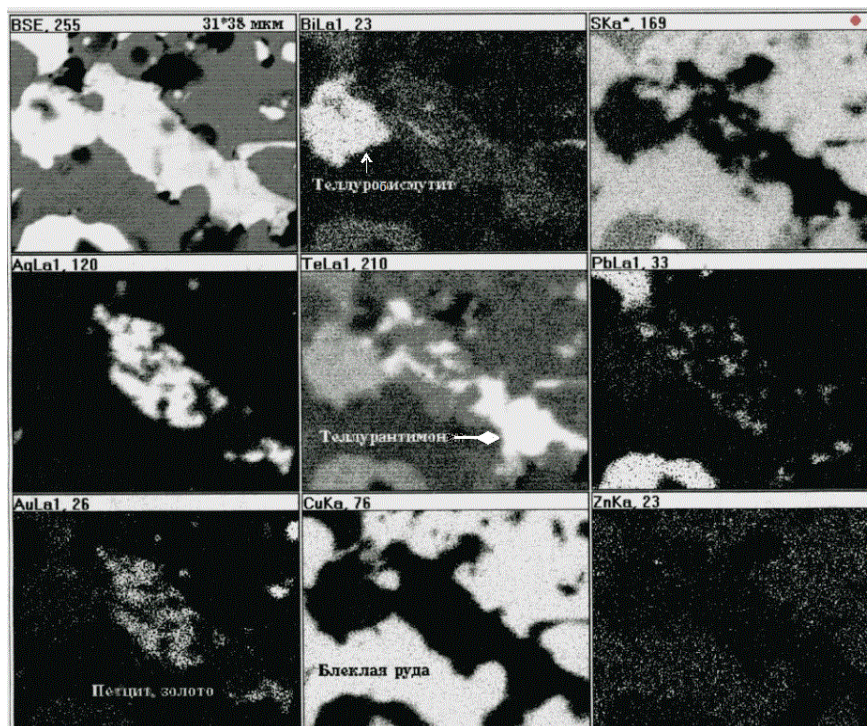


Рис. 1. Растровые картины распределения элементов по площади микропарагенезиса теллуробисмутита, теллурантимоно, висмутсодержащего алтаита (Pb), петцита, самородного золота в Те-блеклой руде (данные Р.И. Конеева, 2011 г.)

Алтаит ($PbTe$) образовался в золото-блеклорудно-теллуридную стадию в минеральной ассоциации со всеми теллуридами. Алтаит и тетрадимит (Bi_2Te_2) имеют микроскопически мелкие размеры выделений (не превышают 0,2...0,8 мм в поперечнике) и обычно приурочены к тетраэдриту, в котором иногда занимают свыше 20% объема. Редко отмечаются в других сульфидах. Алтаит замещает тетраэдрит [1].

Гессит (Ag_2Te) образовался в золото-блеклорудно-теллуридную и сфалерит-галенитовую стадии. Ранний гессит ассоциирует с алтаитом, сильванитом, часто присутствует в ассоциации гессит-петцит, галенит-халькопирит-самородное золото. Более поздний – с минералами олова, Ag-Pb-Bi-сульфосолями, теллуридами висмута. Он, в основном, представлен микроскопически мелкими (0,00п...0,001 мм). Обычно он дает сростания с блеклой рудой, золотом самородным, алтаитом, петцитом, калаверитом, халькопиритом, пиритом, галенитом. Золото представлено в гессите вростками, обычно располагающимися на границе гессита с вмещающими его минералами, секущими прожилками, а иногда замещает гессит. Гессит один из поздних теллуридов. Он образует секущие прожилки в алтаите, выполняет промежутки между пластинками тетрадимита [1].

Штютцит (Ag_5Te_3) и эмпрессит ($AgTe$). Штютцит и эмпрессит ассоциируют с сильванитом, самородным теллуrom и тетрадимитом. Встречаются на верхних горизонтах трубообразных тел.

Костовит ($CuAuTe_4$) встречается редко. Он был встречен в крупном гнездообразном выделении теллуридов среди кварц-пиритовых агрегатов.

Калаверит ($(Au,Ag)_2Te_6$) – один из наиболее ранних минералов золото-блеклорудно-теллуридной стадии. Он ассоциирует с висмутином, замещающимся голдфилдитом, и с самим голдфилдитом. Минерал представлен в виде обособленных ксеноморфных зерен и их небольших скоплений. Характерна приуроченность к сульфидам: тетраэдриту, халькопириту-II, пириту-II и кварцу. Редко встречается в сростании с петцитом, волинскитом, тетрадимитом и самородным золотом. Установлены взаимоотношения с гесситом, выполняющим трещины и промежутки между зернами калаверита [1].

Сильванит ($AuTe_2$) является относительно распространенным минералом среди Au-Ag теллуридов. Сильванит – редкий минерал. Он представлен ксеноморфными и изометричными, иногда округлыми зернами и небольшими скоплениями. Размер зерен 0,00п...0,06 мм, скоплений – 0,01...0,1 мм. Сильванит образует сростки с тетраэдритом и теллуридами – алтаитом, гесситом, петцитом и калаверитом.

Теллуробисмутит (Bi_2Te_3) присутствует в небольших количествах среди агрегатов теллуридов (рис. 1). Минерал является более поздним по отношению к основной массе теллуридов, о чем свидетельствует замещение алтаита теллуровисмутитом.

Петцит (Ag_3AuTe_2) отмечается в виде мелких включений среди тетраэдрита, ассоциирует с гесситом и галенитом. Встречается как в сростании с рудными минералами, так и в кварце. В отличие от других теллуридов, тесно ассоциирует с теллуридами, чем с сульфидами, тяготеет к гесситу, алтаиту и сильваниту. Гессит и сильванит замещают зерна петцита, в алтаите петцит – в виде идиоморфных кристаллов. Петцит содержит мелкие вроски самородного золота по трещинкам.

Вольтскит (AgBiTe_2) и колорадоит (HgTe) не образуют заметных скоплений. Вольтскит встречается в парагенезисе с алтаитом, редко ассоциирует с гесситом, Ag-Cu-Pb-Bi -сульфосолями и минералами олова. Для колорадоита типична ассоциация с алтаитом, петцитом, халькопиритом и самородным золотом. Химический состав вольтскита по данным рентгеноспектрального локального анализа (%): $\text{Ag} - 22,08$; $\text{Bi} - 33,20$; $\text{Te} - 43,50$; ($\text{Ag}_{1,16}\text{Bi}_{0,90}\text{Te}_{1,93}$).

Химический состав колорадоита (%): $\text{Hg} - 60,04$; $\text{Te} - 38,93$; ($\text{HgTe}_{1,02}$).

Вейсцит, риккардит, фробергит, мелонит встречаются в виде единичных зерен и связаны с минералами блеклорудно-теллуридной стадии.

Также на месторождении Кочбулак были выявлены вулканит (CuTe), теллурантимон (Sb_2Te_3), минерал состава Au_2Te_5 .

Селен. Основными минералами – носителями селена в рудах являются пирит, блеклая руда, галенит, халькопирит. Содержания селена в галените 2,43...3,09 %, золоте самородном 1,95 %, блеклой руде 1,08...4,78 % и в небольших количествах – в алтаите, сильваните, теллуре самородном. Количество его в сульфидах золото-сульфидной ассоциации позволяет предположить наличие собственных минералов селена. Достоверно установлен кавачулит. Отмечаются также находки других селенидов, таких как лайтакарит, гуанахуатит и др.

Кавачулит ($\text{Bi}_{14}\text{Te}_{13}\text{Se}_8$) образует удлиненно-пластинчатые зерна с ясной спайностью. Химический состав пересчитывается на формулу $\text{Bi}_2\text{Te}_2\text{Se}$, а известный в литературе минерал имеет формулу $\text{Bi}_{14}\text{Te}_{13}\text{Se}_8$. Пластинчатые зерна кавачулита располагаются обычно в оксидах теллура вдоль трещин в деформированном кварце. Размер зерен составляет 0,02...0,2 мм.

Лайтакарит $\text{Bi}_4\text{Se}_2\text{S}$ с примесью теллура. Имеет свинцово-серый цвет. Ассоциирует с самородным Bi , халькопиритом, сфалеритом и др.

Гуанахуатит Bi_2Se_3 . В игольчатых кристаллах массивный, зернистый, листоватый или волокнистый. Голубовато-серый. Очень редкий (синоним селенобисмутит). Сходный, по рентгеновским данным, с теллуробисмутитом, из-за чего получил название "парагуанахуатит". Позднее на искусственном и природном материалах установили, что название "парагуанахуатит" излишне.

Таким образом, теллур дает соединения с водородом, кислородом, серой, железом, никелем, медью, сурьмой, золотом, ртутью, свинцом и с висмутом, как элемент – примесь содержится в таких главных минералах руд Кочбулака как пирит, халькопирит, тетраэдрит, галенит, сфалерит. Наименьшее содержание теллура в галените-II (2 г/т), пирите-I (11 г/т), сфалерите (133 г/т). Максимальное содержание теллура установлено в тетраэдрите (18200 г/т). Средние содержания теллура в рудах месторождения Кочбулак характерны для халькопирита-II (1075 г/т), галенита-I (1375 г/т) и пирита-II (4660 г/т). В кварце теллур не установлен.

Селен найден в теллуридах, имеет высокие содержания в пирите, галените, блеклой руде, установлен в самостоятельном минерале – кавачулите. Основным минералом – носителем Se в рудах является пирит-II (608 г/т). Селен в кварце не установлен.

Литература

1. Валейшо С.О., Голощук П.М., Мансуров М.М. и др. Геология Кочбулакского рудного поля // Рудные формации и основные черты металлогении золота в Узбекистане. – Ташкент: Фан, 1968. – С. 46–56.
2. Коваленкер В.А. и др. Эпитермальное золото-теллуридное месторождение Кочбулак (Узбекистан) // Геология рудных месторождений. – М., 1997. – Т. 39. – № 2. – С. 127–152
3. Маркова Э.А. Минералого-геохимические особенности золоторудных жил Кочбулакского рудного поля // Рудные формации и основные черты металлогении золота в Узбекистане. – Ташкент: Фан, 1968. – С. 57–69.
4. Рудные месторождения Узбекистана. – Ташкент, ГИДРОИНГЕО, 2001. – 611 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕДНО-НИКЕЛЕВОГО ОРУДЕНЕНИЯ В МЭДЭКСКОМ МАССИВЕ ГИПЕРБАЗИТОВ (ВОСТОЧНЫЙ САЯН)

Е.Г. Юренков

Научный руководитель профессор А.П. Кочнев

Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

При выборе объектов и обосновании методики поисковых работ на полезные ископаемые, связанные с базит-ультрабазитовыми комплексами, первоочередной задачей является разработка поисковой модели потенциально рудоносных массивов. Такая модель позволяет выделить перспективные зоны оруденения и наметить методику поисково-оценочных работ. При создании поисковой модели возможны различные методические подходы в зависимости от выявленных минералогических факторов и имеющихся данных. Так, на основе материалов геохимического изучения одного из потенциально рудоносных массивов базит-ультрабазитов Восточного Саяна нами предлагается геохимическая модель локализации медно-никелевого оруденения.

Мэдэжский массив расположен в 100 км к юго-западу от г. Нижнеудинска, в среднем течении р. Чёрный Огнит – левого притока р. Уды (Большой Бирюсы), впадающей в р. Ангару. Массив приурочен к Бирюсинской структурно-фациальной зоне, представленной высокометаморфизованными терригенными и карбонатно-терригенными образованиями хайламинской (ARh1) и алхадырской (PR1 alh) свит [2]. Он сложен дунитами и перидотитами барбитайского (vсPR1br) интрузивного комплекса, в которых почти повсеместно развита вкрапленность сингенетических сульфидов (до 12 %) с медно-никелевым оруденением, реже встречаются платиноиды.

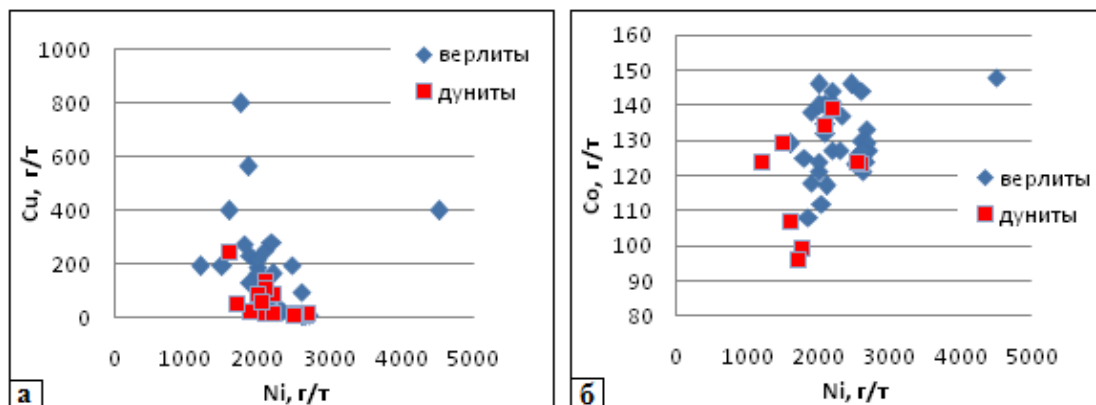


Рис. 1. Графики зависимости распределения: а) Cu – Ni; б) Co – Ni

При петрографо-минералогических исследованиях пород Мэдэжского массива они разделены на две основные разновидности – дуниты и верлиты, при этом дуниты сосредоточены в центральной части, а верлиты – в боковых частях массива. Повышенные содержания никеля, меди и кобальта отмечаются как в дунитах, так и в верлитах, а средние содержания этих компонентов в верлитах несколько выше.

Петрохимические пересчеты анализов химического состава пород массива показывают, что четкой корреляции Ni, Co и Cu не устанавливается. Высокие совместные концентрации Ni и Co, Ni и Cu указывают на преобладание сульфидной формы оруденения. В то же время высокие концентрации Ni в сочетании с низкими концентрациями Co и Cu свидетельствуют о силикатной форме никелевого оруденения, о повышенном содержании никеля в оливинах. В таких участках массива скорее всего богатая руда отсутствует. Эта закономерность наиболее четко просматривается на графике зависимости распределения меди от никеля (рис. 1.а), так как наименьшие содержания этих элементов приурочены к дунитам. На графике зависимости распределения кобальта от никеля (рис. 1.б) такая связь проявлена нечетко.

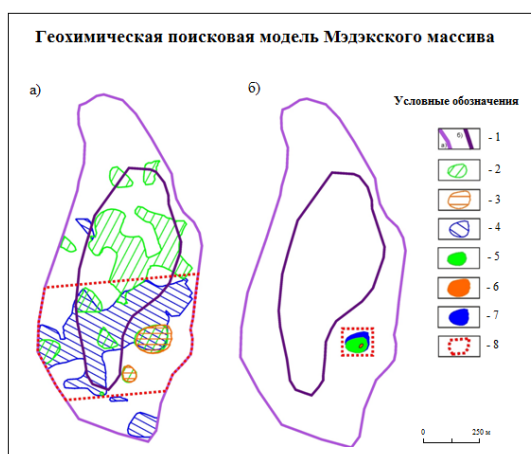


Рис. 2. Обобщенная схема геохимических аномалий: а) для минимально промышленных содержаний главных элементов; б) для наивысших содержаний главных элементов:

- 1 – а) контур выхода перидотитов, б) контур дунитового ядра массива,
- 2 – 4 – участки с минимальным содержанием Ni (2), Cu (3) и Co (4),
- 5 – 7 – участки с максимальным содержанием Ni (5), Cu (6) и Co (7),
- 8 – перспективная зона сульфидно-медно-никелевого оруденения

По результатам анализа химического состава пород Мэдэжского массива по данным площадного геохимического опробования коренных пород и элювиальных развалов, построены карты распределения никеля, меди и кобальта. Путем совмещения схем распределения главных полезных компонентов построена обобщенная

поисковая модель геохимических аномалий для минимально промышленных содержаний (рис. 2 а) и для наивысших концентраций главных элементов (рис. 2 б). На этих картах видно, что никель распространен неравномерно как в дунитах, так и в верлитах. В дунитах никель содержится в виде включений в оливине и не представляет промышленного значения из-за сложностей извлечения при малом содержании. Кобальт, в отличие от никеля, сосредоточен более локально в виде удлиненной зоны вкост простирания пород массива. Повышенные содержания меди дают два изометричных ореола, которые приурочены к выходам верлитов.

В результате анализа геохимических карт можно выделить перспективную зону вероятной локализации сульфидно-медно-никелевого оруденения, которая расположена в южной части массива (рис. 2, а). На геохимической модели для наивысших содержаний рассматриваемых элементов ореолы никеля, меди и кобальта четко совпадают друг с другом, что указывает на локализацию здесь сульфидно-медно-никелевого оруденения, которое приурочено к верлитам в юго-восточной части массива (рис. 2, б).

Опираясь на разработанную нами поисковую геохимическую модель Мэдэксского массива, можно рекомендовать проведение поисково-оценочных работ в пределах указанных выше перспективных участков для оценки сульфидно-медно-никелевого оруденения, определения условий залегания и морфологии рудных тел.

Литература

1. Дибров В.Е. Геология центральной части Восточного Саяна. – М.: Недра, 1964. – С. 332.
2. Макеев Ю.Л. Геологическое строение и полезные ископаемые Гутаро-Бирюсинского района. – Иркутск: Из-во СО РАН, 1983. – С. 186.

ХРОМИТИТЫ АГАРДАГСКОГО УЛЬТРАМАФИТОВОГО МАССИВА (РЕСПУБЛИКА ТЫВА)

А.Н. Юричев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Агардагский массив (R_3) является одним из крупных в составе Южно-Тувинского пояса и структурно приурочен к Агардагской шовной зоне, которая отделяет Сангиленский срединный массив от раннекаледонской Восточно-Таннуольской складчатой зоны. Он представляет собой линзообразное тело длиной около 20 км при ширине до 3,5 км, вытянутое в северо-восточном направлении согласно со складчатой структурой региона. Контакты с породами вмещающей рамы тектонические, что подтверждается наличием тектонических клиньев кристаллических сланцев в зонах экзоконтакта и тесно связанных с ними отторженцев ультрамафитов. Вмещающие породы относятся к кускунугской свите ($V-C_1$) и представлены кристаллическими сланцами с прослоями известняков, кремнистых и терригенных пород [1, 3].

Массив сложен, главным образом, породами дунит-гарцбургитового полосчатого комплекса. В эндоконтактовых частях они замещаются серпентинитами, среди которых отмечаются тела клинопироксенитов. Наряду с ультрамафитами в массиве присутствуют небольшие дайко- и штокообразные тела габбро-долеритов и долеритов, которые нередко превращены в родингиты [1]. Ультрамафиты исследуемого объекта претерпели интенсивные пластические деформации и постоянно обнаруживают признаки метаморфических пород.

В Агардагском массиве среди дунитов и аподунитовых серпентинитов отмечаются многочисленные тела хромититов (более 150 проявлений, по [3]), представленные чаще в виде линзовидных обособлений вкрапленных и сливных руд. Их простирание обычно согласное с полосчатостью ультрамафитов. По структурным особенностям выделяются сливные, нодулярные, густовкрапленные и вкрапленные хромититы.

Сливные хромититы (хромшпинелиды – CrSp ~ 90...95 %, хлорит – Chl ~ 5...10 %) представляют сплошную сливную массу, образованную, очевидно, в результате тесного срастания отдельных зерен хромшпинелидов, фрагменты границ которых иногда прослеживаются в отдельных участках. Они нередко разбиты субпараллельными трещинками на линзовидные и лентовидные блоки, которые вытягиваются в одном направлении и отражают наложенную директивность. В участках с интенсивной трещиноватостью наблюдается дробление хромититов на остроугольные обломки и их дезинтеграция на отдельные индивиды. Трещинки и полости в хромититах выполнены бесцветным хлоритом.

Нодулярные хромититы (CrSp ~ 50 %, серпентин (Serp) ~ 25 %, кальцит (Cls) ~ 25 %) состоят из нодулей, представляющих собой округлые сливные срастания хромшпинелидов. Их размер в диаметре составляет 15...25 мм, контуры плавные с заливообразными изгибами. Нодули обычно разбиты хаотичными трещинками, которые выполняются жилками кальцита и серпентина. Нередко они также содержат округлые мелкие включения серпентин-кальцитового состава. Цементирующая масса сложена пластинчатыми зернами и поперечно-волокнистыми жилками хризотила, а также микрозернистыми агрегатами и жилками кальцита.

В густовкрапленных хромититах (CrSp ~ 70...85 %, Chl ~ 20...30 %, Cls до 20 %) хромшпинелиды наблюдаются в виде как отдельных зерен, так и сливных срастаний. Зерна хромшпинелидов имеют субизометричную либо неправильную форму с размерами 0,5...3 мм, а агрегативные срастания до 10 мм и более. Они обычно интенсивно трещиноватые. Вдоль наиболее крупных трещин отмечаются деформации, часто со сдвигом, которые сопровождаются катаклизмом. В результате образуются вытянутые катаклизированные индивиды, вокруг которых наблюдается интенсивное дробление. Это способствует формированию наложенной директивности. Цементирующая масса сложена хлоритовым чешуйчатым агрегатом, в котором иногда отмечается заметное количество кальцита в виде агрегатов, окрашенных гидроокислами железа в грязно-бурый цвет.

Во вкрапленных хромититах (CrSp ~ 50...70 %, Serp ~ до 50 %, Cls до 30 %) хромшпинелиды отмечены как в виде отдельных зерен, так и их агрегативных срастаний. Размер отдельных зерен составляет 0,5...2 мм,

агрегативных сростаний – 3...4 мм. Зерна чаще имеют неправильную ксенобластовую форму и наблюдаются в виде порфиробласт на фоне серпентинового и кальцитового агрегатов. Они часто разбиты субпараллельными трещинками. При этом образуются удлиненные индивиды и сростания, которые ориентируются субпараллельно и отражают директивную либо сланцеватую текстуру. Иногда в зонах интенсивного расщепления они пластически деформируются и растаскиваются в линзовидные и лентовидные сегрегации. Зерна и агрегаты хромшпинелидов часто содержат мелкие пойкилобластовые включения серпентина.

Согласно классификации Н.В. Павлова [4], в хромититах Агардагского массива среди хромшпинелидов выделяются высокохромистые разновидности – хромиты и алюмохромиты, значительно реже отмечаются субферрихромиты (табл.; рис., а). При этом, в хромитах содержания хрома достигают 67,3 мас. %, а в субферрихромитах устанавливается наиболее высокая примесь никеля (до 0,38 мас. %) и кобальта (до 0,28 мас. %).

Таблица

Средний химический состав хромшпинелей из хромититов Агардагского массива, мас. %

Хромшпинелид	N	MgO	Al ₂ O ₃	TiO ₂	V ₂ O ₅	Cr ₂ O ₃	MnO	FeO	CoO	NiO	Сумма
Хромит	20	9,58	8,04	–	0,17	61,94	–	19,32	–	0,14	99,19
«Ранний» хромит	18	11,95	11,98	–	0,19	57,61	0,37	17,55	–	–	99,65
Субферрихромит	5	7,91	4,34	0,20	0,20	59,22	1,53	25,52	0,19	0,24	99,35
Алюмохромит	15	13,38	17,71	0,15	0,20	52,07	0,33	16,04	–	0,16	100,04

Примечание. N – количество анализов; «–» – элемент не обнаружен.

Оценка химического состава хромшпинелидов с использованием экспериментальных данных [2] позволили определить степень частичного плавления мантийного субстрата при формировании ультрамафитов Агардагского массива. Согласно расчетам и графическим построениям (рис., б), данные породы формировались при значительной вариации степени частичного плавления мантийного источника – 25...41 %.

Методом ICP-MS анализа в хромитовых рудах Агардагского массива нами выявлены следующие содержания платиноидов: Pt=0,0012...0,0040 г/т, Ir=0,0051...0,0178 г/т, Pd=0,0226...0,0316 г/т. Полученные значения позволяют предполагать палладиевую специализацию минералов платиновой группы (ЭПГ) в изученных рудах. Золото, при пороге чувствительности прибора 0,0002 г/т, в хромититах не обнаружено.

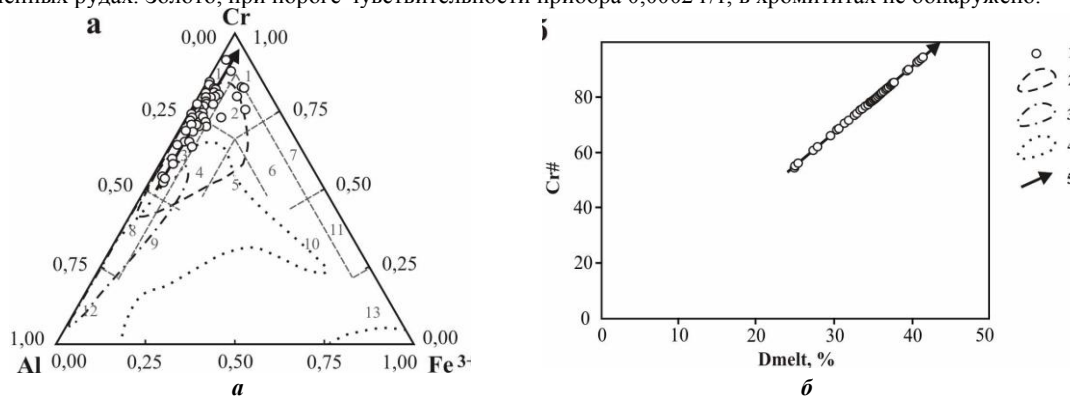


Рисунок. Составы хромшпинелидов из хромититов Агардагского массива с полями составов шпинелидов из ультрамафитов различных геодинамических обстановок (а) [6] на классификационной диаграмме Н.В. Павлова [4]: 1) хромиты; 2) субферрихромиты; 3) алюмохромиты; 4) субферриалюмохромиты; 5) ферриалюмохромиты; б) субалюмоферрихромиты; 7) феррихромиты; 8) хромникотиты; 9) субферрихромникотиты; 10) субалюмохроммагнетиты; 11) хроммагнетиты; 12) никотиты; 13) магнетиты.

График (б) отражает зависимость значений параметра Cr# хромшпинелидов от степени частичного плавления лерцолита D_{melt} : $Cr\# = [Cr_2O_3 / (Cr_2O_3 + Al_2O_3)] \cdot 100$ %; $D_{melt} = 0,426 \cdot Cr\# + 1,538$.
 Условные обозначения: 1 – ультрамафиты Агардагского массива; 2 – ксенолиты ультрамафитов из базальтов; 3 – ультрамафиты срединно-океанических хребтов (СОХ);
 4 – ультрамафиты глубоководных желобов (ГЖ);
 5 – тренд, отражающий увеличение степени рестрирования ультрамафитов

Таким образом, анализ химических составов хромшпинелидов из хромититов позволяет выделить единый тренд их эволюции, характеризующий уменьшение магнезиальности, глиноземистости и содержаний ванадия при увеличении содержаний хрома и железа. Данный тренд отражает изменение составов хромшпинелидов в мантийных условиях [5, 7] и, очевидно, обусловлен степенью рестрирования вмещающих ультрамафитов. На подобные изменения состава хромшпинелидов обращали внимание зарубежные исследователи при изучении ультрамафитов из офиолитовых комплексов [8].

По химизму хромшпинелиды преимущественно относятся в высокохромистым минералам (алюмохромитам и хромитам) и характеризуются палладиевой специализацией ЭПГ. По составу они отвечают

минералам верхнемантийного субстрата с высокой степенью частичного плавления (25...41 %) и соответствуют хромшпинелидам из ультрамафитов глубоководных желобов (рис., а).

Литература

1. Агафонов Л.В., Лхамсурэн Ж., Кужугет К.С., Ойдул Ч.К. Платиноносность ультрамафит-мафитов Монголии и Тувы. – Улаанбаатар: Монгольский государственный университет науки и технологии, 2005. – 224 с.
2. Леснов Ф.П., Подлипский М.Ю. Геохимия аксессуарных хромшпинелидов из пород Эргакского хромитоносного гипербазитового массива и условия его формирования (Западный Саян) // ДАН, 2008. – Т. 422. – № 5. – С. 660–664.
3. Никитчин П.А. К вопросу о геологическом строении и хромитоносности Агардагского гипербазитового массива // Материалы по геологии Тувинской АССР. Вып. 1. – Кызыл: Тув. кн. изд-во, 1969. – С. 43–47.
4. Павлов Н.В. Химический состав хромшпинелидов в связи с петрографическим составом пород ультраосновных интрузивов // Труды Геологического института РАН, 1949. – Вып. 103. – 91 с.
5. Перевозчиков Б.В., Плотников А.В., Макиев Т.Т. Природа вариаций состава рудной и аксессуарной хромшпинели ультрабазитового массива Сыум-Кеу (Полярный Урал) // Известия вузов. Геология и разведка. – М., 2007. – № 4. – С. 32–39.
6. Савельев Д.Е. Хромитоносность гипербазитовых массивов Южного Урала: автореф. дис. ... докт. геол.-минерал. наук. – Пермь, 2012. – 42 с.
7. Юричев А.Н., Чернышов А.И. Рудная минерализация идарского дунит-гарцбургитового комплекса (Северо-Запад Восточного Саяна) // Известия ТПУ. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 69–75
8. Dick H.J.B., Bullen T. Chromian spinel as a petrogenetic indicator in abyssal and alpine-type peridotites and spatially associated lavas // Contrib. Mineral. Petrol., 1984. – V. 84. – P. 54–76.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БИОТИТА ПЕГМАТИТОВ РЕДКОМЕТАЛЛЬНОЙ И СЛЮДОНОСНОЙ ФОРМАЦИИ (МОНГОЛЬСКИЙ АЛТАЙ)

П.И. Юрова

Научный руководитель ассистент А.А. Баева

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Слюды являются второстепенными минералами гранитных пегматитов. В данном генетическом типе наиболее широко распространены глиноземистые слюды, менее железистые. Однако несмотря на ограниченное распространение в пегматитовых телах, биотит обладает повышенной изоморфной емкостью к очень широкому кругу химических элементов, и поэтому несет разнообразную информацию об эволюции пегматитового процесса [1, 2]. Объектом исследования являлись биотиты, отобранные из пегматитовых жил слюдоносной (Бодончинский блок) и редкометалльной (Индертинский массив) формаций.

Биотит наиболее широко распространен в слюдоносных жилах. Его содержание в телах достигает первых процентов. В редкометалльных пегматитах биотит встречается не во всех телах, он образует редкие выделения, которые приурочены к зонам графика и апографика. Минерал образует лейсты, максимально достигающие по удлинению 10...15 см.

Для исследования химического состава биотита из пегматитов был проведен микронзондовый и количественный спектральный анализ. Первый анализ выполнен в лаборатории ОиГГМ им. А.А. Трофимука (Новосибирск, аналитик Л.Н. Поспелова), второй – в ЦКП «Аналитический центр геохимии природных систем» Томского государственного университета (аналитик Е.Д. Агапова).

Данные химического анализа были пересчитаны на миналы и фигуративные точки вынесены на тройную диаграмму (рис.).

Анализ показал, что все биотиты принадлежат к аннит-флогопитовому изоморфному ряду с незначительной примесью истонит-сидерофиллитовой компоненты. Точки составов биотитов образуют два поля. В первое попадают биотиты из жил редкометалльных пегматитов. Для них характерно повышенное количество аннитового минала. Его содержания варьируют в пределах от 41 до 55 %, а на флогопитовый приходится от 23 до 34 %. Во второе поле обособляются биотиты слюдоносной формации Бодончинского блока, содержащие примерно равное количество аннитового и флогопитового миналов. Содержания алюминиевого и железистого компонентов достигает 45 %, а на магниевый приходится 12...16 %. Для биотитов редкометалльной формации характерно более высокое содержание Rb (до 0,2 %) по сравнению со слюдоносными пегматитами.

Количественный спектральный анализ показал наличие в биотите следующих элементов-примесей: Pb, Cu, V, Sr, Cr, Ag, Zn, Ba, Ga, Sn, Sc, Zr, Y, Yb. Для биотита редкометалльной формации характерно повышенное содержание Cu, V, Sn, Ga, Y и Yb относительно содержаний в слюдоносных пегматитах. Для Ba, Pb отмечается обратная тенденция.

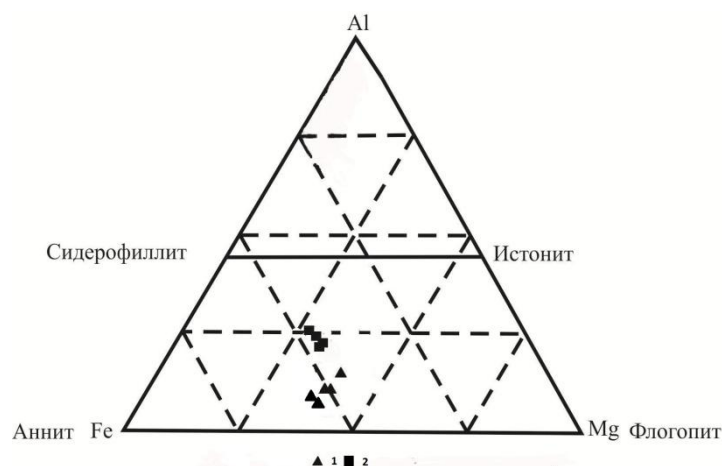


Рисунок. Тройная диаграмма состава биотитов из пегматитов: редкометалльной (1), слюдоносной (2) формаций

Литература

1. Белянкина Е.Д., Петров В.П.. Геохимическая роль слюд в минеральных ассоциациях. Классификация, химизм и генезис слюд // Доклады АН СССР. – М., 1982. – № 11. – С. 76–88.
2. Павлишин В.И. Типоморфизм кварца, слюд и полевых шпатов в эндогенных образованиях – Киев: Наукова думка, 1983. – 232 с.

ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ (ХЕМОГЕННЫЕ) МИКРОТЕКСТУРЫ КЛАСТОГЕННОГО КВАРЦА РИФЕЙСКИХ ПЕСЧАНИКОВ БАШКИРСКОГО МЕГАНТИКЛИНОРИЯ (ЮЖНЫЙ УРАЛ)

А.И. Ялышева

Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого Уро РАН,
г. Екатеринбург, Россия

Микроморфологический анализ поверхностей кластогенного кварца с помощью электронного микроскопа позволяет получить данные об истории формирования осадка в седиментогенезе и преобразованиях его зерен в последующих стадиях эпигенеза.

Среди химогенных микротекстур на поверхностях зерен кластогенного кварца выделяют различные типы травления и растворения, а также новообразований (кристаллографического и волокнистого облика, розетки, глобулы, пленки, листочки) [8, 9]. Микроморфологические структуры, которые были приобретены кластогенным кварцем в постседиментационном процессе, условно можно подразделить на две группы. Первая группа хемогенных элементов является результатом регенерационных или крустификационных процессов, которые приводят к образованию глобул, розеток и т.д. на поверхности зерна кварца. Согласно ряду исследований [4, 6 – 11] возникновение глобул заключается в переотложении аморфных корочек кремнезема вдоль субмикроскопических пластинок, которые покрывают зерно. Процесс образования аморфных корочек кремнезема может начинаться еще в диагенезе, по мнению некоторых авторов, даже в гипергенезе [4], и по мере трансформации песчаника в катагенезе кристаллизоваться из аморфного кремнезема в аутигенный регенерационный кварц. Между зерном кластогенного кварца и регенерационной каймой была установлена пленка, которая может быть представлена: опалом – А или аморфным опалом, опалом – СТ или крипстокристаллическим опалом (критабалит, фибриллы люссатита) и/или микрокристаллическим кварцем [4, 6, 7, 10]. На зародышевый глобулярный слой хорошо нарастают ограниченные крупные кристаллы аутигенного кварца, при этом пустоты между глобулами сохраняются, и именно они образуют линию «пыли», отделяющую обломочное ядро от аутигенного кварца.

Вторую группу элементов, как отмечает Е. Питтман [10], образуют структуры растворения под давлением, которые могут быть представлены бороздами, ямками, выступами. В участках, где инкорпорирующее зерно извлечено из растворяемого, наблюдается радиальное соотношение рубцов и борозд, исходящих из некоторого центра поверхности растворения.

Материалом исследования послужили терригенные породы литостратиграфических комплексов рифея Башкирского мегантиклинория. С помощью сканирующего электронного микроскопа GEOL jsm-6390lv было получено около 200 микрофотографии кварца (аналитик С.П. Главатский).

Исследованные песчаники айской свиты бурзьянской серии нижнего рифея относятся к крупно-среднезернистым литокластовым, аркозовым и полевошпат-кварцевым разностям. Структуры сочленения зерен в песчаниках весьма разнообразны: конформные, инкорпорационные и микростилолитовые. Нередко зерна кварца и полевых шпатов затронуты коррозией, можно также наблюдать структуры дифференциального скольжения, на локальных участках отмечается проявление рекристаллизационно-грануляционного бластеза [1].

Песчаники большеинзерской свиты бурзянской серии представлены, в основном, мелко- и среднезернистыми мономиктовыми кварцевыми и полевошпат-кварцевыми (субаркозовыми) разностями. Структуры сочленения зерен в песчаниках конформные или инкорпорационные, широко представлены микростилолитовые швы, встречаются проявления рекристаллизационно-грануляционного бластеза и коррозии зерен карбонатным цементом [2, 3].

Исследованные породы зигальгинской свиты юрматинской серии рифея представлены мономиктовыми кварцевыми песчаниками, которые почти целиком состоят из кварца (95...98 %); кроме того, присутствуют в незначительном количестве обломки микрокварцитов, а также полевых шпатов. Структуры песчаников в основном конформно-регенерационные, бластопсаммитовые и гранобластовые, достаточно широко развиты и микроструктуры дифференциального скольжения, нередко наблюдаются железистые рубашки по периферии зерен кварца. Очень редко попадаются реликты псаммитовой структуры.

Бедерышинская подсвита зильмердакской свиты каратавской серии верхнего рифея представлена аркозовыми, полевошпат-кварцевыми и мономиктовыми кварцевыми песчаниками. Структура песчаников в основном псаммитовая, но встречаются микростиллолитовые контакты и участки раскристаллизационно-бластовой структуры.

На подавляющем большинстве зерен кластогенного кварца из рифейских отложений Башкирского мегантиклинория отмечаются следы эпигенетических изменений. Например, для песчаников айской свиты характерны как остроугольные, так и округленные зерна кварца с глубоко расчлененным рельефом вследствие химической коррозии поверхностей. Среди хемогенных структур широко развиты новообразования из глобул аморфного кремнезема, которые имеют размер до 1...2 μm , также можно встретить листочки и очень тонкие кристаллики кристабалита. Глобулы и листочки кремнезема или покрывают все зерно, или наложены на сеть крупных борозд и канавок, или приурочены к стенкам и днищам сколов. Можно также встретить следы шелушения в виде аморфных корочек кремнезема, которые хорошо наблюдается на границах сколов зерна. Кроме новообразований, на поверхностях кластогенного кварца встречаются структуры травления, которые представлены шагреновой поверхностью, глубокими кратерами с неровными «оплавленными» краями, которые часто ориентированы вдоль одной линии.

Среди механогенных структур для зерен кварца песчаников айской свиты наиболее характерны раковистые изломы, прямые и серповидные бороздки, V-образные кратеры.

Зерна кластогенного кварца из песчаников большеинзерской свиты в большинстве случаев обладают округленной формой и резко расчлененным рельефом. Наблюдаются микроморфологические элементы растворения под давлением и коррозии зерна – лунки травления и бороздки.

Кварцито-песчаники зигальгинской свиты в своем составе содержат хорошо округленные зерна с разным по глубине расчленения рельефом. Встречаются как хорошо полированные зерна с гладким рельефом, так и изъеденные протравленные зерна с шагреновой поверхностью. Следы растворения под давлением представлены в виде корочек аморфного кремнезема вдоль сколов, также встречаются участки шелушения поверхности в виде тонких пластинок с иззубренными краями. Согласно данным Е. Питтмана [10], образование аморфных корочек кремнезема может начинаться еще на стадиях образования осадков в морской среде, когда по сколам и трещинам начинает развиваться аутигенный кремнезем, образованный из матрикса самого обломочного зерна. В дальнейшем, при преобразовании кварцевого осадка в песчаники, этот процесс набирает силу и приводит к образованию регенерационной кварцевой каймы вокруг ядра кластогенного кварца. На отдельных зернах была зафиксирована сеть лакун размером до 1 μm , которые были идентифицированы как кратеры растворения в результате высоких температур и давления. Реликты лакун от газово-жидких включений на поверхности зерна отличают оплавленные края и сотовая структура.

На отдельных зернах кварца из зигальгинских песчаников можно встретить микротекстуры, которые сохранились как элементы «седиментационного сигнала», а именно – плоские сколы, поднятые участки поверхности с серповидными и прямыми бороздками.

Кластогенный кварц из песчаников бедерышинской подсвиты зильмердакской свиты представлен округленными зернами с глубоко расчлененным рельефом. Практически все зерна покрыты оболочкой из цемента железистого, глинистого или кварцевого составов. К сожалению, покрывающие зерна оболочки во многих случаях затрудняют идентификацию отдельных микроморфологических элементов кластогенного кварца.

Различные виды постседиментационных микротекстур кластогенного кварца из рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория в основном представлены различными видами элементов растворения под давлением, коррозии зерен и новообразованиями из аморфного и криптокристаллического кремнезема. В большинстве случаев «седиментационный сигнал» в виде элементов микроморфологии зерен не сохранился или достаточно искажен процессами эпигенеза. В целом, для целей установления особенностей постседиментационных трансформаций песчаников наблюдаемые микротекстуры выполняют важную роль.

Исследования выполнены в рамках Интеграционного проекта УрО, СО и ДВО РАН «Субдукционные и орогенные осадочные бассейны Северной Евразии: индикаторные литологические и изотопно-геохимические характеристики, минерагения» № 12 – С5 – 1014 и при финансовой поддержке грантов РФФИ № 12 – 05 – 00497 и № 12 – 05 – 31361.

Литература

1. Анфимов Л.В. Постдиагенетические преобразования и рациональная классификация кварцевых псаммитов рифея Центрально-Уральского поднятия на Южном Урале // Докембрийские толщи Башкирского мегантиклинория на Урале и их металлогения. – Свердловск: УНЦ АН РАН, 1978. – С. 25 – 32.

2. Козлов В.И., Краснобаев А.А. и др. Нижний рифей Южного Урала. – М.: Наука, 1989. – 206 с.
3. Маслов А.В., Крупенин М.Т., Гареев Э.З., Анфимов Л.В. Рифей западного склона Южного Урала. – Том 1. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2001. – 351 с.
4. Симанович И.М. Кварц песчаных пород. – М.: Наука, 1978. – 153 с.
5. Florke O. W., Graetsch H., Martin B., Roller K., With R. Nomenclature of microcrystalline and non-crystalline silica minerals, based on structure and microstructure // Neues Jahrbuch Fur Mineralogie-Abhandlungen, 1991. – № 163 (1). – P. 19 – 42.
6. Herdianita N., Browne P., Rodgers K., Campbell K. 2000. Mineralogical and textural changes accompanying ageing of silica sinter // Mineralium Deposita, 2000. – № 35. – P. 48 – 62.
7. Hesse R. Silica Diagenesis: origin of inorganic and replacement cherts // Earth Science Reviews, 1989. – № 26. – P. 253 – 284.
8. Krinsley D. H., Donahue J. Environmental interpretation of sand grain surface textures by electron microscopy // Bull. Geol. Soc. Am., 1968. – № 79. – P. 743 – 748.
9. Mahaney W.C. Atlas of sand grain surface textures and applications. – New York: Oxford University Press, 2002. – 237 p.
10. Pittman E.D. Diagenesis of quartz in sandstones as revealed by scanning electron microscopy // J. Sediment. Petrology, 1972. – № 42. – P. 507 – 517.
11. Williams L., Crerar D. Silica diagenesis. General mechanisms // Jour. of Sedimentary Petrology, 1985. – № 55 (3). – P. 312 – 321.

ВЕРТИКАЛЬНАЯ МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ СОЛЕНОСНОЙ ТОЛЩИ НА ВОСТОЧНОМ ФЛАНГЕ ГРЕМЯЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ (ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Т.А. Ярцева

Научный руководитель доцент А.А. Бутенков

*Южно-Российский государственный технический университет
(Новочеркасский политехнический институт), г. Новочеркасск, Россия*

Гремячинское месторождение калийных солей расположено в пределах Котельниковского района Волгоградской области в северной части Ергенинской возвышенности на левобережье р. Дон. Оно приурочено к южному окончанию Приволжской моноклинали и находится непосредственно в зоне сочленения докембрийской и эпигерцинской платформ, которая фиксируется серией разрывных нарушений запад-северо-западного простирания. Пограничное положение района определяет специфический характер латеральной и вертикальной структурной зональности Гремячинского месторождения [3, 4].

Структурно-тектонические особенности месторождения позволяют выделить по степени тектонической активности два структурных комплекса – нижний палеозойско-триасовый и верхний мезозойско-кайнозойский, разделенные стратиграфическим и слабым угловым несогласием [3, 4].

Полезная толща месторождения входит в состав отложений кунгурского яруса ранней перми. Это галогенная формация, сложенная каменной солью, доломитами, ангидритами, калийными и калийно-магниевыми солями, содержащими незначительное количество терригенного материала. Верхняя граница яруса четко устанавливается по резкой смене хемогенных отложений терригенными. Перерыв в осадконакоплении, предположительно соответствующий уфимскому и казанскому ярусам верхней перми, фиксируется в основании пермо-триасового комплекса горизонтом ангидритовых брекчий, сцементированных песчано-глинистым материалом. Кровля кунгурского яруса является маркирующей поверхностью, выделяемой на электрокаротажных кривых. В период накопления кунгурской галогенной толщи район Гремячинского месторождения принадлежал к периферической части крупнейшего Прикаспийского солеродного бассейна, в котором за это время накопились соленосные отложения мощностью в несколько километров. В пределах Приволжской моноклинали в основном осуществлялось накопление карбонатно-сульфатных отложений, периодически сменявшееся галогенезом вследствие внедрения хлоридных рассолов с запада из основной части солеродного бассейна.

В связи с периферическим положением Гремячинского месторождения формирование галогенной толщи на его территории происходило в обстановке неоднократного изменения физико-химических свойств рапы солеродного бассейна, в результате чего возникло многократное чередование пластов и слоев различных пород.

Литологические и минералого-петрографические особенности галогенных образований являются следствием сложных закономерных условий седиментогенеза соляных пород из равновесных гидрохимических систем солеродных бассейнов. Накопление осадков в этих системах происходило, как правило, в порядке повышения их растворимости от доломитов, ангидритов, каменной соли до конечных стадий концентрации рассолов – отложений калийных и калийно-магневых солей (сильвинит – карналлит – кизерит – бишофит) [1]. Любое нарушение режима прогрессирующей концентрации рассолов разбавлением четко сказывается на особенностях минерального состава галогенных отложений, поэтому нередко отмечаются случаи обратного соотношения калийно-магневых солей, когда менее растворимые минералы залегают выше более растворимых [1]. Это отчасти свойственно и калиеносной толще Гремячинского месторождения, разрез которой завершается сильвинитами.

Нами были проанализированы результаты опробования по вертикальному разрезу на участке Равнинном, представляющем восточный фланг месторождения. Были использованы данные химического и

минералогического анализа. Построены графики изменчивости по вертикали содержаний различных компонентов соленосной толщи. Была произведена процедура корреляционного анализа с использованием программы STATISTICA.

Анализ графиков распределения параметров соленосной толщи месторождения позволяет выделить три пачки – подстилающую, продуктивную и перекрывающую.

Подстилающая толща характеризуется преобладанием в разрезе карналлита с подчиненным содержанием прослоев галита и отдельными прослоями, имеющими повышенное содержание ангидрита. Содержание сильвина невысокое, отмечается лишь два единичных прослоя.

Продуктивная часть разреза характеризуется повышенным содержанием сильвина (до 60 % в отдельных прослоях). Здесь выделяются отдельные прослои с повышенным содержанием карналлита. Подчиненное значение имеет галит и в очень небольшом количестве присутствует ангидрит.

Перекрывающая часть разреза представлена в основном галитом с прослоями ангидрита и небольшим количеством карналлита.

Согласно Свидзинскому С.А. и др. [3, 4], нижняя часть описанного разреза (подстилающая и продуктивная) соответствует стадии сгущения рапы, а так же начальной фазе стадии опреснения рапы. Перекрывающая толща соответствует стадии опреснения рапы. Стадия сгущения рапы обычно маркируется преобладанием галитовых и калийных солей, а стадия опреснения характеризуется преобладанием каменной соли с ангидритом [2].

Проведенная процедура корреляционного анализа параметров соленосной толщи позволила выявить ряд закономерностей. Наибольший интерес представляет собой связь KCl с сильвином и карналлитом в связи с тем, что это соединение входит в состав обоих минералов, но только сильвин является полезным ископаемым. Выявлено, что наиболее сильная связь у KCl с сильвином (коэффициент корреляции 0,75), с карналлитом связь тоже положительная, но значительно меньше (0,33). Сильная отрицательная связь выявлена между $MgCl_2$ и NaCl (-0,81), что практически дублирует такую же отрицательную связь между карналлитом и ангидритом (-0,54), а так же между карналлитом и сильвином (-0,38). Это объясняется разными условиями отложения перечисленных минералов. Эти условия прежде всего связаны с разной растворимостью солей. Как известно, растворимость повышается в ряду «ангидрит-галит-сильвин-карналлит-кизерит», вследствие чего эти соли не могли выпадать в осадок одновременно. Описанные выше особенности строения соленосной толщи позволяют прийти к ряду выводов.

Породы описанного разреза являются индикаторами аридного палеоклимата. Аридный литогенез (по Н.М. Страхову) развивается в областях, где отношение среднегодового количества осадков к величине их испарения равно не менее 0,5. Области современного аридного климата охватывают континентальные территории (пустыни, полупустыни, сухие степи и саванны), акватории морей (Каспийское, Красное и др.) и часть областей океанического шельфа. Специфической обстановкой солевого осадконакопления являются себхи (араб. sebha) – побережья засушливых зон с отступлением береговой линии внутрь континента и формированием мелководных лагунов с высокой солёностью [1].

Главными факторами аутигенного минералообразования в аридных условиях, кроме климатического и тектонического, являются состав и концентрация солей в растворе, температура и давление.

Минералы выпадают в осадок из растворов в последовательности, определяемой составом солей, степенью их растворимости, относительным количеством солей в растворе, концентрацией, их влиянием друг на друга. В общем случае по мере упаривания воды солеродного водоёма сначала осаждаются труднорастворимые сульфаты (гипс и ангидрит), затем более растворимые соли (галит – сильвинит – карналлит – кизерит – бишофит). По мере выпадения этих солей в осадок возрастает солёность бассейна. Главный способ минералообразования – кристаллизация из пересыщенных растворов.

Выделяют три гидрохимических типа аридных солеродных водоёмов: 1) содовый или карбонатный (углекислый); 2) сульфатный (сернокислый); 3) хлоридный [2].

Изученный разрез начал формироваться в водоёме морского типа, который принадлежит к сульфатному классу, но содержит много калия и магния. Галогенез в таких водоёмах может быть полным, то есть начинаться осаждением карбонатов, завершаться садкой хлоридов калия и магния.

Основание толщи, расположенное ниже изученного разреза, сложено доломитами и ангидритами. Они отлагались в интервале солёности от 3,5 до 26...27 % в ходе карбонатной и гипсово-ангидритовой стадий (подготовительный этап галогенеза). В дальнейшем происходило нарастание солёности раствора до значений 27...32 %, что выражалось в галитовой стадии. К этому моменту уже произошла метаморфизация рапы – преобразование водоёма сульфатного типа в хлоридный тип. Согласно М.Г. Валяшко [2], прямая метаморфизация вызывает понижение содержания сульфатного иона в растворе, что в конечном итоге вызывало преобразование водоёма сульфатного типа в хлоридный и образование бессульфатных калийных солей. При солёности выше 32 % накапливаются калий-магниевые соли, что продолжается до достижения эвтонической точки, то есть до полного высыхания рапы. Эта стадия заканчивается при минерализации 38...40 % [2].

В разрезе соленосной толщи сильвиниты залегают выше карналлитов, что противоречит нормальной последовательности их отложения: менее растворимый сильвин должен перекрываться более легко растворимыми карналлитом и кизеритом. Такое залегание могло возникнуть вследствие диагенетических преобразований: сильвиниты могут вторично возникать вследствие фильтрации внутрисолевых вод через первичные карналлитовые породы [2]. На влияние диагенетических процессов на породы описываемого разреза также указывает наличие ангидрита, который, как известно, не отлагается путём седиментации, а возникает при диагенезе первичного седиментогенного гипса.

Литература

1. Алексеев В.П. Литология. – Екатеринбург: Изд. УГГА, 2001. – С.138–150.
2. Байков А.А., Седлецкий В.И. Литогенез: учебник для студентов геологических специальностей. – Ростов-на – Дону: Изд. СКНЦ ВШ, 1997. – 448 с.
3. Свидзинский С.А. Литолого-фациальный анализ галогенной толщи западной части Северного Прикаспия // Новые данные по геологии соленосных бассейнов Советского Союза. – М.: Наука, 1986. – С. 10–18.
4. Свидзинский С.А., Музалевский М.М., Ковальский Ф.И. Гремячинское месторождение сильвинитов // Новые данные по геологии соленосных бассейнов Советского Союза. – М.: Наука, 1986. – С. 204–219.

Секция 3

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РУДОГЕННЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

В.Г. Ворошилов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аномальные геохимические поля (АГП), сопровождающие формирование рудных месторождений, широко используются в качестве поисковых признаков оруденения, оценки уровня эрозийного среза рудных тел, прогноза оруденения на фланги и глубину. В основе современных методов обработки геохимической информации лежит представление о рудогенных геохимических полях как многоуровневых, иерархически упорядоченных структурах, в которых оруденение занимает вполне определенную позицию [5, 7, 10]. Интенсивность отдельных аномалий рудного элемента не является в этом случае определяющим фактором при их сравнительной характеристике. Задача геолога, прежде всего, состоит в том, чтобы правильно расшифровать структуру АГП и уже с этих позиций оценивать перспективы территории.

Образование рудных месторождений всегда сопровождается привнесом и перераспределением широкого круга химических элементов, поэтому вполне естественно, что основными методами изучения структуры геохимических полей стали процедуры многомерного корреляционного анализа, позволяющие выявлять квазиоднородные участки геохимических полей, группы элементов с синхронным поведением в геологических процессах, осуществлять «распознавание образов» (факторный, кластерный, дискриминантный, регрессионный методы). Вспомогательную роль играют коэффициенты зональности, основанные на различных идеях и эмпирических обобщениях о дифференциальной подвижности химических элементов, а также показатели интенсивности, сводящиеся, так или иначе, к оценке суммарной дисперсии всех элементов в выборке.

Совместное использование указанных методов позволяет уверенно расшифровать структуру АГП рудного тела или месторождения в тех случаях, когда геохимическое поле хорошо проявлено на дневной поверхности или оконтурено горными выработками. В сложных ландшафтных условиях, когда АГП представлено лишь фрагментами вторичных и первичных ореолов, задача существенно усложняется. Избежать субъективности при геометризации и, тем более, ранжировании рудогенных геохимических полей в этих условиях практически невозможно. Необходим независимый от ландшафтно-геохимических условий инструмент ранжирования геологических структур, связанных с рудным процессом.

Геологическими объектами, обладающими естественной иерархией, являются кольцевые структуры, выявляемые при дешифрировании спектрально-анализных космических снимков в самых разнообразных условиях [4]. Генезис кольцевых структур многообразен, но значительная, если не подавляющая, часть их связана с деятельностью гидротермальных систем. Восходящие и нисходящие потоки флюидов в условиях вращающейся Земли подчиняются силам Кориолиса и неизбежно образуют вихри-циклоны и антициклоны. Продукты кислотно-основной эволюции флюидов осаждаются на путях их перемещения, формируя концентрические (вихревые) геохимические аномалии. Возникающие изменения физико-химических свойств пород отражаются на особенностях их проявления в рельефе, характере растительности, спектральных характеристиках, то есть тех признаках, по которым мы и выявляем кольцевые структуры на космических снимках. Как показывает опыт, кольцевые структуры, маркирующие магматические тела и называемые обычно магматогенными, правильнее именовать флюидогенными – они имеют почти идеально круглую форму при весьма разнообразной морфологии самих интрузивных тел и всегда ассоциируют с метасоматическими или метаморфическими преобразованиями пород в надинтрузивном и околоинтрузивном пространстве.

Моделирование механизма формирования аномальных геохимических полей выполнялось в рамках существующих представлений о возникновении и эволюции флюидно-магматических рудогенерирующих систем [1, 8, 9, 12] и в соответствии с результатами их термодинамического моделирования [3, 9, 13, 14]. Созданная концептуальная модель тестировалась на гидротермальных золоторудных месторождениях различных геолого-промышленных типов и доработана в соответствии с полученными результатами.

В основу предлагаемой модели формирования рудогенных геохимических полей положены данные поисковых геохимических съемок различных масштабов и результаты минералого-геохимического картирования большого объема горных выработок и керн скважин. Математическая обработка полученных данных проведена с использованием многомерных статистических методов, геометризация результатов выполнена с применением ГИС-технологий, в соответствии с разработанной методикой [5]. Структурное дешифрирование спектрально-анализных космических снимков Modis, Landsat ETM+, Aster, IRS выполнено сотрудником ТПУ Ю.С.Ананьевым в соответствии с методикой [11].

Согласно предлагаемой концепции, восходящие надкритические флюиды, попадая в зону хрупких деформаций, конденсируются и стягиваются к зонам повышенной проницаемости, вдоль которых они мигрируют вверх по разрезу. Высокое давление на начальном этапе эволюции таких систем способствует

проявлению обратного осмоса – выдавливанию во вмещающие породы молекул воды с повышением солености ювенильных флюидов. Перегретые воды поднимаются вверх, нагревая по пути поровые растворы вмещающих пород, вследствие чего последние становятся неравновесными с вмещающей средой и выщелачивают из пород Fe, Co, Ni, Cr, V (микроэлементы темноцветных минералов, подвергающихся изменениям в первую очередь). С течением времени потоки поровых флюидов, встречая различные препятствия, распадаются на отдельные струи, часть из которых вновь опускается вниз. Вследствие охлаждения растворов на нисходящих ветвях конвективных ячеек происходит обратное осаждение вышеуказанных элементов в виде примесей в породообразующих минералах и сульфидах. Эти нисходящие вихревые потоки в наибольшей мере подвержены центробежным силам, поэтому аномалии указанных элементов обычно тяготеют к периметру кольцевых структур.

Снижение давления флюидов до уровня осмотического давления приводит к смене обратного осмоса прямым и вода устремляется в обратном направлении – из поровых растворов к центру ювенильного потока. На восходящих ветвях конвективных ячеек поровые растворы смешиваются с ювенильными флюидами и из последних происходит осаждение рудных компонентов в последовательности, стандартной для гидротермальных месторождений, в частности, золоторудных: вначале Fe, As, в виде пирита и арсенопирита, затем Cu, Pb, Zn, Ag в виде полисульфидного комплекса и, наконец, теллуриды и сульфосоли (Te, Bi, Ag). Каждая ступень минерализации сопровождается дроблением и цементацией ранее образованных минералов, что связано с тектоническими подвижками и резкими перепадами давления. Как показывают исследования газово-жидких включений в минералах, разбавление ювенильных флюидов с резким падением их солености – одна из главных причин рудоотложения.

Вследствие регрессивного характера гидротермального процесса, зональность аномального геохимического поля имеет концентрический (сходящийся) характер. Зона фронтального обогащения АГП представлена совокупностью рудопроявлений и зон рассеянной минерализации, приуроченных к менее благоприятным для концентрации оруденения тектоническим структурам. Соответственно, структурная упорядоченность АГП здесь выражена гораздо слабее, а в зонах рассеянной минерализации практически не проявлена.

Анализ пространственных соотношений рудогенных геохимических полей и коррелирующих им кольцевых структур указывает на их тесную взаимосвязь [6].

Таким образом, месторождения гидротермального генезиса сопровождаются концентрически зональными аномальными геохимическими полями, структурная упорядоченность которых парагенетически связана с масштабностью оруденения. Установленная вихревая структура рудогенных аномальных геохимических полей различных иерархических уровней обусловлена конвективно-вихревым характером движения гидротермальных флюидов. Сопряженность восходящих и нисходящих вихревых потоков флюидов – характерное свойство рудогенных гидротермальных систем. В геохимическом поле эта зависимость выражается в закономерном пространственном сочетании ассоциаций элементов, участвующих во взаимосвязанных процессах рудоотложения, выщелачивания и переотложения.

Гидротермальные системы имеют причинно-следственную связь с выявляемыми на космоснимках кольцевыми структурами. Следовательно, иерархическая соподчиненность кольцевых структур может и должна быть использована в качестве независимого инструмента ранжирования рудогенных геохимических полей.

Работа выполнена в рамках Государственного задания «Наука» № 5.4730.2011.

Литература

1. Абрамович И.И. Геодинамика и мантийные корни рудных формаций. – М.: МПР РФ, ВСЕГЕИ, ГЕОКАРТ, МАНПО, 1998. – 140 с.
2. Ананьев Ю.С., Поцелуев А.А., Житков В.Г. Космоструктурные позиции золоторудных объектов заангарской части Енисейского кряжа // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 320. – № 1. – Науки о Земле. – С. 38–47.
3. Борисов М.В. Геохимические и термодинамические модели жильного гидротермального рудообразования. – М.: Научный мир, 2000. – 360 с.
4. Вихри в геологических процессах / ред. А.В. Викулин. – Петропавловск-Камчатский: Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, 2004. – 297 с.
5. Ворошилов В.Г. Аномальные структуры геохимических полей гидротермальных месторождений золота: механизм формирования, методика геометризации, типовые модели, прогноз масштабности оруденения // Геология рудных месторождений, 2009. – Т. 51. – № 1. – С. 3–19.
6. Ворошилов В.Г. Вихревая природа рудогенных геохимических полей // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 46–51.
7. Григоров С.А. Отражение в геохимическом поле рудообразующей системы в качестве объекта геохимических поисков // Разведка и охрана недр, 2009. – № 5. – С. 8–13.
8. Летников Ф.А. Флюидный режим эндогенных процессов и проблемы рудогенеза // Геология и геофизика, 2006. – Т. 47. – № 12. – С. 1296–1307.
9. Модельный анализ развития континентальных мантийно-коровых рудообразующих систем / В.Н. Шаралов, А.С. Борисенко, М.П. Мазуров и др. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 409 с.
10. Питулько В.М., Крицук И.Н. Основы интерпретации данных поисковой геохимии. – Л.: Недра, 1990. – 336 с.
11. Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г., Назаров В.Н., Кузнецов А.С. Дистанционные методы геологических исследований, прогноза и поиска полезных ископаемых (на примере Рудного Алтая). – Томск: STT, 2007. – 228 с.
12. Русинов В.Л. Флюидные потоки в рудообразующих системах: главные источники и металлогеническая роль // Флюидные потоки в земной коре и мантии / Отв. ред. Жариков В.А. – М.: ИГЕМ РАН, 2002. – С.77–83.

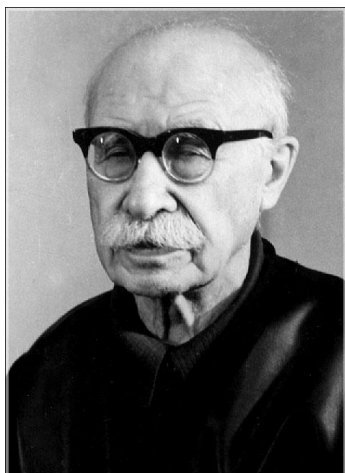
13. Чудненко К.В. Термодинамическое моделирование в геохимии: теория, алгоритмы, программное обеспечение, приложения. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2010. – 287 с.
14. Шарапов В.Н. Развитие эндогенных флюидных рудообразующих систем. – Новосибирск: Наука, 1992. – 133 с.

К ЮБИЛЕЮ Н.Н. УРВАНЦЕВА – ИССЛЕДОВАТЕЛЯ ГЕОЛОГИИ ТАЙМЫРА, СЕВЕРНОЙ ЗЕМЛИ И СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

К.Ю. Степаненко, А.А. Маськов

Научный руководитель доцент Л.Г. Ананьева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Николай Николаевич Урванцев – доктор геолого-минералогических наук, профессор, выдающийся геолог и географ-землепроходец. Один из основателей города Норильска, первооткрыватель Норильского рудного района и Архипелага Северная земля. Автор более 150 публикаций, в том числе пяти монографий и четырех книг мемуарного характера [1].

В своей автобиографии, которая хранится в краеведческом музее города Лукоянова, Николай Николаевич Урванцев писал: «Родился в 1893 году 17 января в городе Лукоянове Нижегородской губернии в семье купца. В 1903 году я поступил в Нижегородское реальное училище, которое окончил в 1911 году. Стремление работать по изучению Сибири и необходимость существовать на личные заработки из-за материальной необеспеченности родителей побудили меня поступить в Томский технологический институт (ТТИ) на горное отделение, так как в Сибири легче всего было жить» [2]. Николай Урванцев поступил на механическое отделение [Томского технологического института](#), но под влиянием лекций профессора В.А. Обручева и его книг «Плутония» и «Земля Санникова» позже он перевелся на горное отделение.

Будучи студентом, Урванцев нашел применение своим знаниям. В 1915 году студент 1 курса ТТИ А.А. Сотников привез из своей экспедиции вместе с «медными» рудами горы Рудной, образцы габбро-долеритов, содержащих вкрапленность сульфидов. Эти образцы он отдал студенту 3 курса Н. Урванцеву, который «владел методикой петрографа – минералогического исследования горных пород». В них Николай Николаевич впервые определил никелевый минерал – пентландит и предположил, что это не только медное месторождение, но и никелевое [3].

Вскоре была организована экспедиция, которая получила название экспедиция Сотникова-Урванцева, и, по праву, может считаться главной отправной точкой систематических геологических изысканий в районе Норильска. С тех пор вся жизнь Урванцева была связана с освоением природных богатств Крайнего Севера. Результатом экспедиции было открытие месторождения «Норильск-1», так назвал его Н.Н. Урванцев, считая, что подобных месторождений будет найдено в районе Норильска множество. Сульфидные медно-никелевые руды этого месторождения относятся к классу ликвационных магматических и локализуются в придонных частях стратиформных пологозалегающих интрузий габбро-долеритов. Кроме геологического интереса, находка месторождения на горе Рудной существенно увеличила перспективы развития этого северного района. В своем отчете о проведенных исследованиях Урванцев писал: «...Нельзя не указать на ту колоссальную роль, которую сыграет разработка Норильского месторождения в оживлении до сих пор мертвого района. Норильск послужит тем кристаллизационным центром, около которого будут возникать новые предприятия» [3].

В 1929 году, после передачи Норильского месторождения в эксплуатацию «Союззолоту», Урванцев отправился в маршрут для исследования северо-западной части Таймырского полуострова. В течение зимы и лета он прошел на лошадях, оленях, моторной лодке 10 тысяч километров и обследовал весь бассейн реки Таймыр и Таймырского озера. Экспедицией здесь были обнаружены новые месторождения угля и руд.

В 1930–1932 годах Николай Николаевич принял участие в экспедиции на Северную Землю. Результатом этого путешествия стала первая карта Северной Земли – карта Урванцева. Над островами был поднят советский флаг. В первый год пребывания на Северной Земле исследователи нанесли на карту две трети Северной Земли. За эту экспедицию Николай Николаевич был награжден орденом Ленина [4].

В 1932–1937 годах Н.Н. Урванцев работал заместителем директора Всесоюзного Арктического института, где курировал геологию и картографию. В этот период была организована последняя экспедиция Н.Н. Урванцева по Северному морскому пути, а Высшая аттестационная комиссия при ЦИК СССР за огромную научно-исследовательскую работу присудила ему степень доктора геологических наук без защиты диссертации [5].

В марте 1935 года, после доклада Сталина на Политбюро ЦК ВКП (б), было принято решение о строительстве Норильского горно-металлургического комбината. Стройку объявили ударной и передали в ведение НКВД СССР. Была создана организация «Норильскстрой», при ней был организован геологический отдел, который и продолжил поиски и разведку медно-никелевых месторождений [3].

11 сентября 1938 года Н.Н. Урванцев арестован в Ленинграде. Его обвиняли в том, что он, бывший колчаковец, является участником контрреволюционной диверсионно-вредительской организации. После отмены приговора и прекращения дела (22 февраля 1940) вернулся в Ленинград и принял приглашение на работу в

Ленинградский горный институт. А уже 11 сентября 1940 г. повторно арестован в связи с возобновлением «дела». Некоторое время находился в Актюблаг (Казахстан), где работал лаборантом бетонного цеха, а в 1942 г. назначен главным геологом Донских хромитовых рудников. В этом же году переведен в Норильлаг. И он «зек», в трудные военные годы, становится главным геологом «Норильскстроя». И нужно было иметь огромное мужество и любовь к Родине, чтобы потом всю свою жизнь положить на алтарь развития города Норильска! Пожалуй, трудно найти другого полярника, который так же много сделал для решения этих труднейших задач освоения севера. После освобождения в 1945-1956 годах Николай Николаевич возглавляет геологическую службу Норильского горно-металлургического комбината [6].

С 1957 г. и до своей кончины работал в НИИ геологии Арктики в Ленинграде, возглавляя отдел геологии Арктики [2]. Ученый совет Географического Общества СССР на основании полученных от рецензентов отзывов, в заседании от 30 июня 1958 г. постановил присудить Н.Н. Урванцеву Большую золотую медаль Географического общества СССР с премией в 25000 рублей за совокупность работ и географические открытия в Арктике. В Известиях Всесоюзного географического общества сказано: «...присуждение Н.Н. Урванцеву Большой золотой медали Географического общества СССР является заслуженной оценкой его географических исследований» [7].

Многочисленные географические исследования Н.Н. Урванцева по изучению Таймырского полуострова, Средне-Сибирского плоскогорья, Северной Земли способствовали освоению природных богатств труднодоступных районов страны. Исключительно велика заслуга Н.Н. Урванцева в открытии Норильского каменноугольного бассейна и медно-никелевого месторождения. Н.Н. Урванцевым создан ряд трудов по исследованию четвертичных отложений и древнего оледенения севера Сибири, проливающих новый свет на решение многих проблем физической географии, палеогеографии и стратиграфии Сибири. В связи с 70-летием Н.Н. Урванцев был награжден вторым орденом Ленина.

Более чем за 30-летний период научно-исследовательской деятельности Н.Н. Урванцевым написано свыше ста специальных работ, посвященных географии Крайнего Севера.

Знаменитого полярника заслуженно называют Колумбом Севера. Им написаны 4 книги: «На Северной Земле», «Норильск», «Открытие Норильска», «Таймыр – край мой северный».

Умер Николай Николаевич Урванцев в 1985 году в возрасте 92 лет. Урна с прахом ученого, в соответствии с его завещанием, захоронена в Норильске.

До последних дней своей жизни Николай Николаевич поддерживал связь с родным городом. Будучи человеком очень занятым, он тем не менее находил время присылать в Лукояновский краеведческий музей свои книги с дарственными надписями землякам. Эти книги были его своеобразным отчетом перед лукояновцами о своей деятельности.

Литература

1. Столетие горно-геологического образования в Сибири / сост. В. В. Кривошеев. – Томск: Водолей, 2001. – 704 с.
2. Материалы о знатных выпускниках Томского политехнического Университета: Из архива И.Т. Лозовского / Томский политехнический университет. – Томск, 2003.
3. Урванцев Николай Николаевич Норильск (История открытия и освоения медно-никелевых руд Сибирского севера) / Н.Н. Урванцев; – М.: Недра, 1969.
4. Урванцев Николай Николаевич на Северной Земле / Н.Н. Урванцев. – 2-е изд., доп. и перераб. – Л.: Гидрометеиздат, 1969.
5. Урванцев Николай Николаевич Таймыр – край мой северный / Н.Н. Урванцев. – М.: Мысль, 1978.
6. Урванцев Николай Николаевич: Воспоминания о ГУЛАГе. www.sakharov-center.ru.
7. Известия Всесоюзного географического общества, 1958. – № 6. – С. 564.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ УЧАСТКА ДЕТАЛИЗАЦИИ В ПРЕДЕЛАХ ТОПОЛЬНИНСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО ПОЛЯ (АЛТАЙСКИЙ КРАЙ)

С.Н. Аксенов

Научный руководитель доцент Т.В. Тимкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топольнинское золоторудное поле находится в правобережье р. Ануй и р. Карама между селами Топольное и Степное на территории Солонешенского района Алтайского края.

Топольнинское золоторудное поле в структурном плане расположено в пределах Ануйского структурного блока, который по зонам крупных разломов – на западе Башчелакского, на востоке Куячинского, граничит соответственно с Талицким и Катунским блоками. По металлогеническому районированию Топольнинское золоторудное поле входит в состав Ануйского медно-золоторудно-россыпного узла Ануйского рудного района Северо-Алтайского золотоносного пояса.

Площадь рассматриваемого района сложена нижнесилурийскими отложениями существенно терригенной чинетинской, терригенно-карбонатной полатинской свит, нерасчленённой карбонатно-терригенной громотухинской серией, существенно терригенной чесноковской, нижедевонской карбонатно-терригенной камышенской и барагашской свитами.

Интрузивные образования занимают 30...35 % площади Топольнинского золоторудного поля, они представлены двумя массивами и многочисленными дайками различного состава топольнинского габбро-гранодиорит-гранитового комплекса, штоками и линейными субвулканическими телами куяганского риолит-

дацит-андезитового комплекса. На большей площади поля в экзоконтактах массивов вмещающие породы сильно ороговикованы и скарнированы. К наиболее тектонически напряженным участкам экзоконтактов массивов приурочены зоны брекчирования и катаклаза, кроме того, они инъецированы дайками диорит-порфириров, гарнодиорит- и гранит-порфириров. Скарнирование в пределах рудного поля носит рассеянный характер, наложенная минерализация в наибольших концентрациях присутствует вблизи дайковых образований. Ведущий тип оруденения в рудном поле – скарновый с вариациями от золото-скарновых к золото-медно-скарновым [1].

В основу наших исследований положены результаты литогеохимической съемки масштаба 1:10 000 по вторичным ореолам рассеяния в пределах уч. Детализации Топольнинского золоторудного поля, выполненной ОАО «Горно-Алтайская экспедиция». При обработке материалов использовались стандартные статистические программы и известные методы сглаживания наблюдений.

Таблица

Фоновые и минимально-аномальные значения

Элемент	Фон \tilde{X} $n \cdot 10^{-3}$ %	Станд. множ. е	Минимально аномальное содержание для N коррелирующихся точек (в градациях спектрального анализа), в $n \cdot 10^{-3}$ % (Au – в г/т)								
			N=1	N=2	N=3	N=4	N=5	N=6	N=7	N=8	N=9
Au	0,003	2,05	0,024	0,013	0,01	0,008	0,007	0,007	0,006	0,006	0,006
Ag	0,005	1,14	0,008	0,007	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Bi	0,05	1,07	0,063	0,059	0,058	0,057	0,056	0,056	0,055	0,055	0,05
Pb	1,4	1,46	4,4	3,2	2,7	2,5	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1
Cu	3,04	1,3	6,9	5,4	4,9	4,6	4,4	4,24	4,14	4,06	3,99
Zn	4,03	1,7	21	13	10	9,2	8,4	7,9	7,5	7,2	7,0
Co	1,2	1,57	4,7	3,2	2,7	2,4	2,2	2,1	2,0	1,98	1,92
Ni	3,6	1,3	8,7	6,7	6,0	5,6	5,3	5,1	5,0	4,9	4,8
Cr	3,9	1,4	11	8,4	7,3	6,7	6,3	6,1	5,9	5,7	5,6
Ba	57,9	1,17	93	81	76	73	72	70	69	68,5	68
Mn	61,5	1,18	102	88	82	79	77	76	75	74	73
Sn	0,2	1,4	0,5	0,4	0,3	0,29	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
W	0,5	1,1	0,71	0,66	0,63	0,62	0,61	0,6	0,6	0,6	0,6
Mo	0,09	1,4	0,26	0,19	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13

Геохимическая информация (около 500 проб) обрабатывалась с применением следующих методов:

- построение моноэлементных карт вторичных геохимических полей в соответствии с рассчитанными значениями фоновых и минимально аномальных значений;

- построение карт геохимических ассоциаций, полученных методом факторного анализа, что позволило выявить основных геохимических ассоциаций, отражающих главные процессы перераспределения вещества.

В процессе исследований нами определены фоновые и минимально-аномальные концентрации золота и элементов-спутников во вторичных ореолах рассеяния; выявлены геохимические ассоциации и исследована зональность их размещения в пределах рассматриваемого участка; определена позиция золотого оруденения в структуре аномального геохимического поля и предложены геохимические критерии прогноза золотого оруденения в Топольнинском рудном поле.

Фоновые и минимально-аномальные содержания элементов рассчитаны по стандартной методике А.П. Соловова [3]. Поскольку на рассматриваемой площади распределение всех элементов не соответствует нормальному закону ($A/S_A > 3$ и $E/S_E > 3$), то при расчете фоновых и аномальных значений использована модель логнормального распределения (табл.).

Для выявления устойчивых ассоциаций элементов и анализа их пространственного размещения с целью расшифровки структуры геохимического поля, нами использовано группирование переменных методом факторного анализа [2].

Этим методом во вторичных геохимических ореолах изученной площади выявлено 3 фактора. Их интерпретация дана исходя из элементного состава, характера пространственного распределения и геологической ситуации. Фактор F2 (Au, Ag, Mn) соответствует собственно золоторудной минерализации, фактор F3 (Cu, Zn, Bi, W, Sn) пространственно приурочен к гранодиоритам Топольнинского массива и частично перекрываются с фактором F2, указывая на возможную температурную зональность оруденения и более глубокий уровень среза. Фактор F1 (Co, Ni, Cr, V) фиксирует области с рассеянной сульфидной минерализацией.

Указанные выше ассоциации элементов формируют аномальную структуру геохимического поля (АСГП) уровня месторождения.

По геохимическим данным в пределах рассматриваемого участка выделяются внутренняя (ядерная), промежуточная и внешняя (фронтальная) зоны, которые имеют различные размеры, состав и степень концентрации главных и сопутствующих элементов. Для ядерной зоны концентрирования характерны ассоциации золота, серебра, меди, висмута, вольфрама, олова, в которых эти элементы достигают максимальных концентраций. Промежуточная зона АСГП не фиксируется повышенными значениями элементов, но четко отделяет ядерную зону от фронтальной. Во фронтальной зоне концентрируются кобальт, никель, хром и ванадий при некотором повышении содержания остальных элементов (рис.).

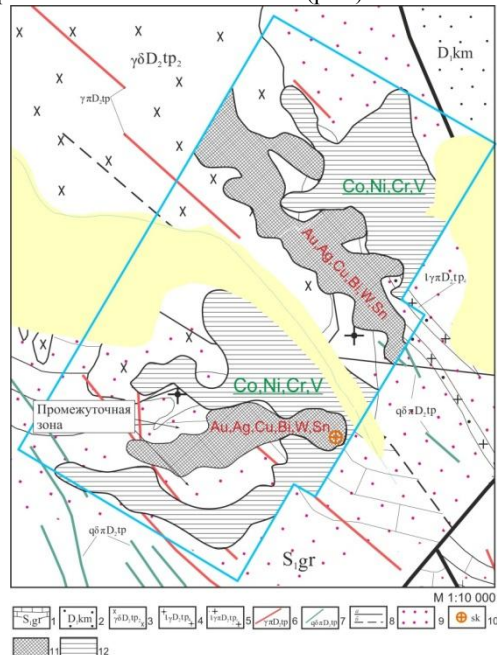


Рисунок. Модель геохимической зональности участка Детализации:
 1 – зромотухинская серия нерасчлененная: глинистые сланцы алевролиты, песчаники, известняки; 2 – камышенская свита. Песчаники, алевролиты, известняки. Для пород свиты характерна сингенетическая рассеянная минерализация пирита;
 3–6 Топольнинский габбро-гранодиорит-гранитовый комплекс: 3 – вторая фаза: гранодиориты биотит-роговообманковые, 4 – четвертая фаза: лейкограниты амфибол-биотитовые, 5 – четвертая фаза: щелочные лейкограниты. 6 – дайки гранит-порфиров, 7 – даки кварцевых диорит-порфиров; 8 – геологические границы: а – достоверные, б – предполагаемые; 9 – ядерная зона концентрирования I порядка (Au-As-Ag-Pb); 10 – роговики контактовые; 11 – скарны и скарнированные породы; 12 – ядерные зоны концентрирования (Au-Ag-Cu-Bi-W-Sn); 12 – фронтальные зоны концентрирования (Co-Ni-Cr-V)

Результаты распределения ассоциаций элементов показали, что они обнаруживают концентрически-зональную структуру на уровне месторождения. Зональность выражена в распределении высококонтрастных ореолов одних элементов в центральной части рудообразования, а других по периферии.

В целом, золото-скарновое оруденение на изучаемой площади сопровождается во вторичном геохимическом поле ассоциациями (Au, Ag, Mn), (Cu, Zn, Bi, W, Sn) и (Co, Ni, Cr, V). Наиболее благоприятны для поисков этого оруденения участки пространственного совмещения нескольких геохимических ассоциаций, которые формируют во вторичном геохимическом поле аномальную геохимическую структуру концентрического строения.

Литература

1. Гусев Н.И., Гусев А.И. Золотогенерирующие рудно-магматические системы Горного Алтая // Руды и металлы. – Москва, 1998. – № 2. – С. 67 – 78.
2. Девис Дж.С. Статический анализ данных геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 472 с.
3. Соловов А.П. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1985. – 294 с.

**ОСОБЕННОСТИ ЖЕЛЕЗНОГО ОРУДЕНЕНИЯ ОМОЛОНСКОЙ ПРОВИНЦИИ.
СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕ-ОМОЛОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И РУДНЫХ ПОЛЕЙ ПРОВИНЦИИ (МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.С. Алексеев

Научный руководитель доцент С.В. Максиков

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Железные руды Магаданской области несравнимы по ресурсам и качеству с крупными российскими и мировыми железорудными месторождениями, тем не менее, выявленные здесь скопления железистых кварцитов могут представлять промышленный интерес. На территории Магаданской области ресурсы железных руд приурочены, главным образом, к выходам дорифейского кристаллического фундамента Омолонского срединного массива, образуя обширную Омолонскую железорудную провинцию. Наиболее перспективна на выявление промышленных месторождений железа южная часть Омолонской провинции, выделенная в качестве Южно-Омолонского железорудного района, в составе которого выделяется несколько рудных полей. Наиболее крупным рудным полем района является Ольдянское, в состав которого входит Верхне-Омолонское месторождение железистых кварцитов и ряд более мелких проявлений.

Верхне-Омолонское железорудное месторождение расположено на левобережье нижнего течения р. Ольдьяни недалеко от места ее впадения в р. Омолон. В геологическом строении участвуют образования нижнеархейского ноддинского метаморфического комплекса и нижнепротерозойского батикского комплекса. Рудное поле месторождения локализовано в пределах Ольдянского выступа среди метаморфических образований батикского комплекса. Рудоносные горизонты приурочены к его нижней части, представленной кварцито-гнейсами и амфиболовыми кристаллосланцами. За пределами рудных пачек (залей) породы представлены гнейсами и амфиболитами, интенсивно мигматизированными, причем амфиболиты отмечаются большей частью на границах рудных тел. Рудоносные горизонты фациально неустойчивы, имеют многопластовое строение и интенсивно дислоцированы. На 50...70 % они состоят из пластов железистых кварцитов мощностью от 1...5 м, переслаивающихся с безрудными породами. Среди последних распространены преимущественно амфиболиты и мигматит-граниты, реже отмечаются кварц-мусковитовые, хлорит-мусковитовит-кварц-амфиболовые и двуслюдяные сланцы. Особенности оруденения позволяют предполагать метаморфо-метасоматический генезис и нижнепротерозойский возраст, что подтверждается присутствием гальки руд в конгломератах и магнетит-цирконовых кварцевых песчаниках среди рифейских отложений. В пользу метаморфо-метасоматической гипотезы образования говорят текстуры железистых кварцитов, которые только внешне напоминают осадочные, но их полосчатость – метаморфическая, образованная метаморфическими минералами (магнетитом и кварцем).

Помимо Верхне-Омолонского месторождения в пределах Омолонской железорудной провинции выявлены несколько перспективных участков и рудных полей.

Рудное поле Наледное включает проявления Наледь и Батик. Рудопоявление Наледь расположено в верховьях руч. Молькаты, на его правом берегу, в пределах Кедонского поднятия Омолонского срединного массива [1]. В геологическом строении рудопоявления принимают участие амфиболиты батикского комплекса вмещающие согласно залегающую, крутопадающую залежь железистых кварцитов северо-западного простирания мощностью 2 м и длиной 100 м. Рудопоявление Батик находится в 5,5 км юго-западнее рудопоявления Наледь. Здесь среди амфиболитов батикского комплекса согласно залегают две крутопадающие залежи железистых кварцитов северо-западного простирания мощностью 4 и 5 м, длиной около 100 м. В 2011 году при геологическом осмотре рудопоявления установлены два сближенных субпараллельных тела железистых кварцитов мощностью 10...15 и 50 метров. Протяженность их составляет 50...200 м. Помимо железистых кварцитов в пределах рудопоявления среди амфиболитов батикского комплекса закартированы их ожелезненные разности. Рудные тела сложены линзовидно-полосчатыми рудами мелко-, среднекристаллической структуры. Железистые кварциты рудопоявления Батик по составу, текстурно-структурным особенностям и генезису аналогичны рудопоявлению Наледь и Верхне-Омолонскому железорудному месторождению.

Рудное поле Иньяга находится в южной части Кедонского поднятия Омолонского массива в пределах Ольдянского рудного узла (по В.М. Кузнецову, 1998 г.). Рудные тела рудопоявления представлены железистыми кварцитами, согласно залегающими среди гнейсов, сланцев и амфиболитов батикской серии, рассеченных раннепротерозойскими габбро-амфиболитами. Состав руд кварц-магнетитовый с незначительной примесью апатита и реликтового амфибола. Содержание железа в рудах от 25 до 41 %, в среднем – 37 %. Вредных примесей не обнаружено. Железорудные проявления участка представляют собой массивные, редко полосчатые скопления мелко-средне-крупнокристаллического магнетита. Эти скопления обычно приурочены к контактовым частям с метаморфитами основного состава, что позволяет проводить некоторые аналогии в геологической модели рудного поля и Верхнее-Омолонского месторождения. Однако становление главной части магнетитовой минерализации участка Иньяга возможно связать с перераспределением изначально магматогенного железа. Перераспределение железа увязывается со стадией калиевошпатовой гранитизации.

Рудопоявление Магнетитовое находится в истоках руч. Магнетитового, правого притока руч. Нодди. Согласно крутопадающие залежи выявлены на площади около 7,5 км² и локализованы среди гнейсов и амфиболитов архея, рассеченных дайками метабазитов и меловыми риолитами. По текстурно-структурным признакам они аналогичны рудам Верхне-Омолонского месторождения (полосчатые, неясно-полосчатые, массивно-вкрапленные). Содержание железа в рудах от 29.5 до 45.9 %, в среднем - 39.5 %. Из вредных примесей

присутствует сера (до 0.04 %) и фосфор (до 0.29 %). Сравнивая геологию участка Магнетитовый с Иннягой, можно отметить меньшую степень присутствия гранито-гнейсов и мигматитов верхнеомолонского комплекса на Магнетитовом рудопроявлении.

Рудный узел Эмкер-Безмолвный расположен на междуречье рек Омолон–Нижний Кооргычан–Кооргычан. В пределах рудного узла площадью около 100 км² выделяются четыре разобнесенных рудопроявления: Безмолвное, Тяжелый Перевал, Эмкер и Алексеевское.

Рудопроявление Безмолвное находится на южном фланге, на левобережье ручья Безмолвного (левого притока р. Ниж. Коаргычан, междуречье Прямой – Безмолвный) в 50 км юго-восточнее Верхне-Омолонского железорудного месторождения. В процессе проведения геолого-съёмочных работ масштаба 1:50 000 двумя канавами было вскрыто 2 рудные залежи в 400 м друг от друга протяжённостью 500 и 700 м. Каждая залежь состоит из 5-7 рудных тел мощностью от 0,2 до 6,5 м (всего 12 рудных тел), которые разделены вмещающими катаклазированными и брекчированными плагиогнейсами с очковой текстурой мощностью 2...5 м. Суммарная мощность рудных тел по залежам составляет соответственно 3,4 и 12,3 м. Рудные тела сложены магнетитом (30...60 %) и гематитом (до 25 %). В 2011 году проведены ревизионные поисковые маршруты и специальные геологические исследования. Новые потенциально рудные тела выявлены на левом борту руч. Косого. Здесь в отложения батикского комплекса установлены свалы железистых кварцитов, которые прослеживаются у подножия склона и имеют протяжённость с юга на север до 800 м. Текстура железистых кварцитов в основном полосчатая. Можно предполагать наличие залежи мощностью до 100 м выполненной амфиболитами с 3-4 пластами железистых кварцитов мощностью в первые десятки метров. Железистые кварциты рудопроявления в целом аналогичны рудопроявлению Верхне-Омолонскому железорудному месторождению. Однако более бедны и количество общего железа железистые кварциты делят с гематитом. Вмещающие породы описываемого рудопроявления в большей степени дробленые.

Рудопроявление Тяжелый перевал располагается к северу, от рудопроявления Безмолвное. На правобережье руч. Тяжелый перевал в приводораздельной части известна залежь железистых кварцитов субмеридионального простирания мощностью 10 м и протяжённостью 300 м. Вскрытая часть залежи имеет кольцевую форму и является фрагментом залежи обнажающейся в ядре антиклинальной складки. Рудопроявление является полным аналогом Верхне-Омолонского месторождения.

В 2011 году при заверке аэромагнитной аномалии автором был поднят первый образец железистого кварцита Алексеевского рудопроявления. Оно расположено на правобережье р. Нижний Кооргычан. Рудопроявление приурочено к телу мелко-линзовидных метадiorитов стрелкинского комплекса и локализовано в зоне эндоконтакта интрузии сиенитового состава. В метадiorитах комплекса установлены линзы железистых метадiorитов вплоть до сплошных магнетитов. Здесь выявлены линзы голомеланократовых железистых амфиболитов мощностью до 3 м, которые тяготеют к контакту с сиенитами. В зоне контакта наблюдается наибольшая концентрация железистых метадiorитов, которые образуют мелкие линзы гнезда. Встречаются разности с тонко распыленным магнетитом. Средняя мощность зоны с магнетитовой минерализацией около 15...20 м в развалах 30 м. Характер оруденения, положение в разрезе и структурно-текстурные особенности магнетитовых залежей рудопроявления позволяют понять отличие от железистых кварцитов Верхне-Омолонского месторождения.

В составе омолонской железорудной провинции помимо протерозойских железистых кварцитов и метадiorитов выявлена магнетитовая минерализация в скарнах.

Рудное поле скарновое сложено рифейскими отложениями нючалинской и заросшинской свит: мраморизованными известняками и доломитами, кварцитопесчаниками, филлитами. В пределах рудного поля локализовано большое количество залежей магнетитовых руд. Они представлены линзообразными телами, имеющими крутое падение и приуроченными к зонам разломов. Реже обособляются пологопадающие пластовые тела, согласные с залеганием вмещающих пород. Всего выявлено 25 рудных тел мощностью от 4 до 58 м (средняя мощность около 21 м) и длиной 40...630 м (суммарная длина около 450 м). По геофизическим данным вертикальный размах оруденения по различным рудным телам составляет 300-500 м. Главный рудный минерал – магнетит, очень редко наблюдается железослюдковый гематит. Магнетитовые руды имеют тёмно-серый до чёрного цвет, плейчатую, массивную или полосчатую текстуру. Массивная и плейчатая текстуры характерны для богатых руд (содержание железа более 50 %), которые локализованы в тектонических зонах и, судя по наличию многочисленных реликтов скарнов, представляют продукты их метасоматического замещения. Полосчатая текстура характерна для руд с содержанием железа 30...50 %, которые, как правило, окаймляют гнезда и залежи богатых руд. Полосчатость, вероятно, унаследует слоистость первичных карбонатных пород.

Из всех вышеописанных рудопроявлений наибольшее сходство с Верхне-Омолонским месторождением по запасам и качеству руды имеет рудопроявление Безмолвное. В основном выявленные железистые кварциты имеют раннепротерозойский возраст, в целом они схожи по своим текстурно-структурным особенностям и генезису и вполне могут претендовать на дальнейшее изучение.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИНКАЙ (ШУ-САРЫСУЙСКАЯ УРАНОВОРУДНАЯ ПРОВИНЦИЯ)

Д.С. Байпишева

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Шу-Сарысуйская урановорудная провинция представляет собой долговременную сырьевую базу для добычи урана способом подземного выщелачивания. Она располагается в восточной краевой части Туранской плиты, в пределах мезозойско-кайнозойской депрессионной структуры и выполнена в основном верхнемеловыми и более молодыми кайнозойскими отложениями.

Среди эпигенетических изменений в отложениях мел-палеогеновых водоносных горизонтов, прежде всего, выделяются рудоконтролирующие региональные зоны пластового окисления (ЗПО). Современные границы региональных фронтов ЗПО в Шу-Сарысуйской урановорудной провинции в меловых горизонтах определяются крупными платформенными конседиментационными поднятиями.

В Шу-Сарысуйской урановорудной провинции преобладает оруденение, локализованное в диагенетически восстановленных породах, где решающую роль в рудолокализации играет рассеянное углефицированное вещество растительного происхождения.

Месторождения Инкай (южный фланг) относится к урановым месторождениям гидрогенного типа, связанного с развитием в проницаемых водоносных горизонтах пластовой окислительной рудоконтролирующей эпигенетической зональности.

На месторождении Инкай фронт пластового окисления развивается в пределах диагенетически и эпигенетически восстановленных проницаемых аллювиальных отложений.

При этом в направлении движения потока кислородсодержащих вод образуется следующая зональность эпигенетических изменений (табл. 1)

Таблица 1

Эпигенетическая зональность

Элементы, Определяющие зональность	Зоны					
Железо	Пластового окисления			Восстановления	Неизмененных пород	
	подзона полного окисления	подзона внутри слоистого окисления (радиевого обогащения)				
Уран	Зона миграции		Зона ураноаккумуляции			Фоновые концентрации
	Подзона полного выноса	Подзона реликтовых руд	Крылья ролла	Мешок	ореол рассеяния	

Основным рудовмещающим горизонтом на месторождении южного фланга является мынкудукский горизонт (K2t1mk) в котором расположены 4 залежь и часть 3 залежи. Суммарная мощность отложений мынкудукского горизонта на участке – 70...90 м.

Урановое оруденение на участке 4 и в целом на месторождении развито во всех литологических разностях пород. Но преобладают среднезернистые и мелкозернистые пески. По химическому составу руды силикатные (табл. 2).

Таблица 2

Химический состав руд участка 4

SiO ₂	Al ₂ O ₃	K ₂ O	FeO	Na ₂ O	CaO	TiO ₂	MgO	P ₂ O ₅	Fe ₂ O ₃	MnO	Сумма, %
88,4	5,22	1,87	3,49	0,28	0,38	0,12	0,13	0,03	-	0	100,0

Рудовмещающие отложения от безрудных визуально не отличаются и представлены полевошпат-кварцевыми, реже слюдяно-полевошпат-кварцевыми песками.

Обломочный материал, как в рудных, так и в нерудных песчаных и гравийно-песчаных отложениях – разной степени окатанности представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками кремнистых и кислых вулканических пород, небольшим количеством слюды (мусковит, биотит), фрагментами обугленного растительного детрита. Средний минеральный состав руд участка 4 приведен в таблице 3.

От суммы всего обломочного материала кварц в среднем составляет 50...70 %. Содержания обломков кремнистых и кислых вулканических пород изменяются от 3 до 30 %. Для литолого-фильтрационных типов характерно более высокое содержание кремнистых и кислых обломков, которые представлены

микрокварцитами, микрогранитами, кремнистыми и серицит-кремнистыми сланцами. Полевые шпаты составляют 5...25 % в зависимости от литолого-фильтрационного типа и представлены ортоклазом, микроклином, плагиоклазом.

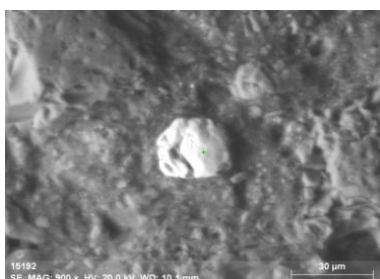
Таблица 3

Средний минеральный состав руд мынкудукского горизонта участка 4

А. Нерастворимые минералы	Содержание , в %	Б. Труднорастворимые минералы	Содержание, в %	В. Растворимые минералы	Содержание, в %
Кварц	61,30	Полевые шпаты	17,20	Лимонит	0,58
Обломки кремнистых пород	12,10	Каолинит	3,82	Карбонаты	0,10
Аксессуарные	0,42	Монтмориллонит	3,04	Сульфиды	0,10
ИТОГО:	73,82	Гидрослюды	0,98	Урановые минералы	0,05
		Мусковит	0,27	ИТОГО:	0,83
		Биотит	0		
		Органическое вещество	0,04		
		ИТОГО:	25,35		

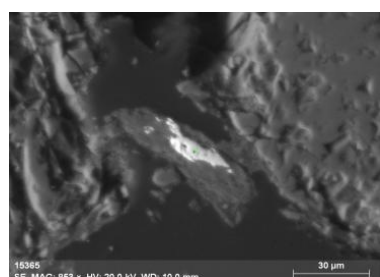
Цементация рудных песков слабая, в воде они легко размокают. Поровый наполнитель как в рудных, так и в нерудных отложениях сложен глинисто-алевритовым материалом полимиктового состава; он составляет 11...27 % от общей массы породы.

По степени распределения и количеству цемент можно охарактеризовать как поровый, неравномерно пятнистый; по степени кристалличности – пленочный, крстуфикационный. Поровое пространство между алевритовыми частицами заполнено глинистыми минералами – монтмориллонитом, гидрослюдой, каолинитом и составляет от общей массы породы 5...16 %. Средние содержания слюдистых минералов (мусковит и биотит) варьируют от 0 до 1,8 %.



1

Element	[wt.%]	[norm.wt.%]
Carbon	5,470736	6,345905
Oxygen	29,878 5	34,65865
Magnesium	0,38779	0,449826
Aluminium	1,652269	1,916587
Silicon	15,01076	17,41208
Calcium	0,775258	0,899278
Iron	1,043637	1,21059
Zirconium	31,98962	37,10709
	86,20892	100

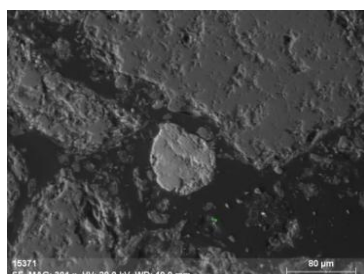


2

Element	[wt.%]	[norm.wt.%]
Carbon	11,41359	11,09872
Oxygen	47,62525	46,31141
Aluminium	1,67414	1,627955
Silicon	7,752449	7,538582
Phosphorus	6,990964	6,798104
Potassium	0,308298	0,299793
Lanthanum	10,10618	9,827385
Cerium	16,9661	16,49805
	102,837	100



3



4

Element	[wt.%]	[norm.wt.%]
Carbon	4,584704	4,921313
Oxygen	46,99563	50,44605
Magnesium	0,508102	0,545407
Aluminium	2,581803	2,771359
Silicon	9,23794	9,916189
Phosphorus	5,404388	5,801178
Potassium	0,659487	0,707907
Calcium	0,550223	0,590621
Iron	1,022168	1,097216
Lanthanum	5,197478	5,579076
Cerium	9,565003	10,26727
Neodymium	4,363532	4,683902
Thorium	2,489716	2,672511
	93,16018	100

Element	[wt.%]	[norm.wt.%]
Carbon	22,2871	18,99364
Oxygen	50,30768	42,87351
Magnesium	0,733953	0,625493
Aluminium	5,323772	4,537056
Silicon	11,04961	9,416766
Calcium	1,17835	1,00422
Titanium	3,801359	3,239616
Iron	1,46196	1,24592
Uranium	21,196	18,06378
	117,3398	100

Рис. 1. Состав руд по данным электронной микроскопии:

1) циркон; 2) селен; 3) ториевый монацит; 4) коффинит

Акцессорные минералы для всех литолого-фильтрационных типов пород одинаковы и представлены: ильменитом, лейкоксенизированным ильменитом, турмалином, ставролитом, гранатом, эпидотом, андалузитом, апатитом, дистеном, цирконом, рутилом.

По данным предшественников [1 – 3] аутигенная минерализация в рудах представлена пиритом (марказитом), кальцитом, сидеритом, гетитом, гидрогетитом, самородным селеном, сфалеритом, хлоритом; в оруденелых песках, кроме перечисленных минералов, присутствуют настуран и коффинит.

Минералого-петрографические исследования с применением электронного микроскопа Hitachi S-3400N, выполненные нами в Урановом центре кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ, позволили выявить следующие минералы: монацит, ториевый монацит, циркон, барит, самородный селен, пирит, галенит, коффинит (рис. 1).

Урановая минерализация накапливается в межзерновом, поровом пространстве песчаных и гравийно-песчаных отложений, заполняя мезопоры глинисто-алевритового заполнителя, а также используя для осаждения поверхности обломочных зерен как алевритовой, так и песчаной фракций.

Незначительная часть урана концентрируется в виде псевдоморфоз по обугленному растительному детриту на зернах ильменитов и лейкоксенов, а также в кавернах, микротрещинах и микропорах песчаных, гравийных зерен и галек, в межслоевых промежутках слюд. Таким образом, руды участка 4 и в целом всего месторождения Инкай характеризуются дисперсной и тонковкрапленной текстурой, интерстиционной структурой.

Сопутствующие элементы представлены рением, скандием, селеном, молибденом, редкими землями и иттрием, содержание которых как в урановорудной массе, так и во вмещающих породах находится на уровне кларков.

Литература

1. Бегун А.Д., Берикболов Б.Р., Сушко С.М. Программа развития урановой сырьевой базы АО «НАК Казатомпром» в Южном Казахстане на 2010-2026 гг. – Алматы, 2007 г.
2. Петров Н.Н., Берикболов Б.Р., Аубакиров Х.В., Вершков А.Ф., Лухтин В.Ф., Плеханов В.Н., Черняков В.М., Язиков В.Г. Урановые месторождения Казахстана (экзогенные). Издание второе. – Алматы, 2008. – 320 с.
3. Шмариович Е.М., Максимова М.Ф. Пластово-инфильтрационное рудообразование. – М.: Недра, 1993. – 161 с.

**ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В КВАРЦЕ И АМЕТИСТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
«СЕЛЬБУР» (ЮЖНЫЙ ГИССАР, ТАДЖИКИСТАН)**

С.Н. Гарибмахмадова

Научный руководитель профессор А.Х. Хасанов
Таджикский национальный университет, г. Душанбе. Таджикистан

Таджикистан, особенно его высокогорная часть – Памир (Бадахшан), с древнейших времён известен как регион добычи и использования драгоценных и поделочных камней. Традиционно здесь добывались такие камни как бадахшанский лал (благородная шпинель), рубин, бирюза, гранаты, турмалин, лазурит, горный хрусталь. Об этом свидетельствуют и название местностей, где велась добыча тех или иных камней – Кухилал (гора лала), Ляджвардара (ущелье лазурита), Бирюзакан (месторождение бирюзы) и другие. О многих драгоценных камнях и их месторождениях данной территории достаточно подробные для своего времени сведения приведены в книге Аль-Бируни (972-1048) «Собрание сведений для познания драгоценностей».

Последние десятилетия заметное место среди цветных камней занимает сравнительно более распространенный и доступный камень – аметист. В пределах республики, в том числе на Южном Гиссаре, установлен ряд месторождений и проявлений аметиста, которые в разной форме разрабатываются и широко используются в ювелирной отрасли. В целях увеличения минерально-сырьевой базы аметиста, изучения геологических условий его образования проводятся поисковые работы, а также научные и тематические изыскания. Единственное детально разведанное и до недавнего времени разрабатываемое его месторождение Сельбур расположено на южном склоне Гиссарского хребта – южной окраинной зоне Южного Тянь-Шаня.

В геологическом отношении район месторождения характеризуется широким развитием ниже-среднепалеозойских терригенно-карбонатно-кремнистых толщ и вулканитов андезитовой, спилито-диабазовой формации [5]. Их формирование соответствует начальным этапам геосинклинального развития региона.

Средний (батолитовый) этап развития в среднем карбоне знаменуется интенсивным подводным излиянием андезито-базальтовой магмы, продукты которой (разнообразные спилиты, порфириды, мандельштейны и их туфы) переслаиваются с терригенно-карбонатными породами. В инверсионном этапе развития в среднем и верхнем карбоне проявились интенсивные тектонические процессы и складкообразование, сопровождаемые мощной гранитоидной деятельностью и формированием крупного многофазного Южно-Гиссарского батолита. Разнообразные гранитоиды, несмотря на различия морфологии, петро-геохимических и структурно текстурных особенностей, могут быть отнесены к единой гранитоидной формации по Ю.А.Кузнецову [5].

Аметистовое месторождение Сельбур выявлено во время поисково-съёмочных работ геологами Шираталинской партии Управления геологии Таджикистана. Различные аспекты геологии, в том числе вопросы его практической разработки, изучались рядом геологов – В.Т. Горбатко, А.В. Климкиным [2], З.Ё. Ёровым [4], Ю.Б. Комиссаровым, Н.А. Шахматовым, В.И. Макарьянцем, С.А. Морозовым, Н.Н. Зевакиным, Н.И. Кривошею, А.Х. Хасановым [8, 12], И.С. Оймамадовым [9] и др.

Аметистовая минерализация месторождения Сельбур, связана с плутогенными (по В.И. Смирнову) [10] крутопадающими гидротермальными кварцевыми (с щётками горного хрусталя) и кварц-карбонатными жилами. Они приурочены к тектоническим зонам нарушения СВ простирания. На площади месторождения они размещены весьма неравномерно и расположены группами, образуя жилные зоны. Всего выявлено семь таких зон. По морфологии и количественному содержанию аметиста можно выделить два типа кварц-аметистовых жил:

1. Простые по минеральному составу и морфологии линзовидные и плитообразные жилы, сложенные мелкокристаллическим, сахаровидным молочно-белым кварцем с редкими щётками горного хрусталя, лишь местами имеющего сероватый и сиреневый оттенки. Судя по характеру резких контактовых взаимоотношений с вмещающими породами (главным образом основных вулканитов, туфов и туфопесчаников), они образованы путем заполнения полостей тектонических зон кремнеземом глубинных гидротермальных флюидов.

2. Жилы морфологически и по минеральному составу более сложные и сравнительно менее распространенные, тяготеющие к брекчированным и интенсивно метасоматически изменённым вмещающим породам. Они содержат основную часть добываемого здесь аметиста. В составе жил отмечаются также кальцит, анкерит, ортоклаз (адуляр), серицит, хлорит, гематит, пирит, флюорит, лимонит, глинистые минералы и битумы. Характерно, что степень метасоматического изменения вмещающих пород в зальбандах таких жил гораздо более интенсивно проявлена в висячем боку, чем в лежащем. В этом типе жил отчетливо прослеживается прямая зависимость между интенсивностью околожильных изменений и количеством аметистовой минерализации. В жилах отмечаются нередко зональные кварц-аметистовые кристаллы, с чередованием полос кварца и аметиста.

При формировании кварц-аметистовых жил ведущую роль играет гидротермально-метасоматическая переработка вмещающих пород – порфиритов, диабазов, их туфов и туфопесчаников, выщелачивание из них кремнезема и железа, переотлагаемых в полостях жил. Расчет баланса привноса-выноса компонентов показывает, что вынос кремнезема из боковых пород составляет 28...30 %, железа до 24 % [3, 12]. Экстрагированные из вмещающих пород ионы железа переоткладываются в жилах не только в виде соответствующих минералов гематита, анкерита, пирита, но и служат основным хромоформным элементом аметиста. По этой причине в аметисте месторождения Сельбур отмечено повышенное (до 0,82 %), по сравнению с бесцветным кварцем, содержание железа [8, 13].

Установлено [1, 6, 8], что окраска аметиста связана с вхождением в его структуру ионов железа в необычном четырехвалентном состоянии, возникших за счет трехвалентного после ионизирующего облучения.

Все жильные зоны и кварц-аметистовые тела приурочены к субмеридиональным разрывам, которые сопровождаются зонами дробления, окварцевания и ортоклазизации. Падение жильных зон и кварц-аметистовых жил довольно крутое (70...80°), простирание СВ 10...30°.

Жильные зоны характеризуются брекчиевидным строением, где жильный кварц как бы цементирует обломки и «ксенолиты» вмещающих туфопесчаников. Между кварцевыми прожилками отмечаются участки интенсивно переработанных пористых пород, иногда превращенных в рыхлую, пористую, кавернозную массу.

Состав жил довольно простой. Большой частью они являются мономинерально-кварцевыми образованиями, состоящими на 90...95 % из кварца, другие минералы играют подчиненную роль. В кварц-аметистовых жилах, кроме кварца и аметиста, встречаются кальцит, анкерит, альбит, калишпат, серицит, хлорит, гематит, пирит, лимонит и другие минералы. На отдельных участках жильных зон железистые карбонаты составляют 10...15 %. Вещественный состав жильного кварца и аметиста из различных жильных зон месторождения несколько отличен.

Для установления закономерностей формирования месторождения важную роль играет анализ элементов-примесей в кварце и аметисте. Согласно геохимическим исследованиям О.Д. Ставрова [11] в кварце благодаря стабильности кристаллической решетки содержание элементов-примесей весьма ограничено.

Несмотря на это, результаты химического и спектральных анализов показывают, что в составе жильного кварца и аметиста месторождения Сельбур элементы-примеси составляют в целом 0,2...0,7 %. Это в основном халькофильные и литофильные элементы. Среди них постоянно в различных количествах присутствуют марганец (0,1...1 %), никель (0,0001...0,009 %), кобальт (0,0001...0,009 %), титан (0,01...1,0 %), ванадий (0,001...0,009 %), хром (0,0001...0,009 %), фосфор (до 0,09 %), медь (0,001...0,09 %), цинк (0,001...0,09 %), бериллий (0,0001...0,009 %), литий (0,001...0,009 %), молибден (0,0001...0,09 %), цирконий (0,01...0,09), мышьяк (0,001...0,09 %), олова (0,0001...0,0009 %), иттрий (0,001...0,009 %), уран (до 0,009 %), вольфрам (0,0009 %), бор (до 0,009 %), германий (до 0,0009 %), ртуть (до 0,0009 %), таллий (0,001...0,009 %), серебро (до 0,0009 %), висмут (до 0,0009 %), свинец (до 0,09 %), кадмий (до 0,0009 %). Анализ имеющихся данных показывает некоторое различие элементов примесей в кварце и аметисте, которые могут иметь генетическое значение.

В частности в составе аметиста характерно заметное присутствие серебра, кадмия, таллия и урана. Они составляют от 0,0009 % до 0,009 %. Отмеченные элементы практически отсутствуют в кварце, который в свою очередь обогащен (до 0,001%) такими элементами как бор, фосфор и германий.

Данные спектральных анализов показывают также, что при гидротермальном метасоматическом изменении вмещающих туфопесчаников наблюдается увеличение в них содержания хрома, вольфрама, свинца, иногда меди, иттрия, бора и лития. Важно отметить, что содержание элементов-примесей четко зависит от химизма вмещающих пород, что отмечено также в других регионах А.Н. Лукашевым и др. [7].

Литература

1. Балицкий В.С., Хетчиков Л.Н., Дороговин Б.А. Некоторые особенности геохимических условий образования аметиста // Синтез и экспериментальные исследования, 1970. – С. 75–82.
2. Горбатов В.Т., Клишкин А.В. Аметист Южного Гиссара и Каратегина. Сб. «Геология, поиски и разведка месторождений цветных камней Таджикистана» – Душанбе, 1987. – С. 8–9.
3. Гарибмахмадова С.Н. Особенности химизма туфопесчаников-вмещающих аметистовые жилы месторождения Сельбур. Материалы научно-теоретич. конф. ТНУ. – Душанбе, 2010. – С. 17–20.
4. Ёров З.Ё., Клишкин А.В., Свирид С.В. Сырьевая база цветных камней Восточного Памира. Сб. «Геология, поиски и разведка месторождений цветных камней Таджикистана» – Душанбе, 1987. – С. 24–25.
5. Кузнецов Ю.А. Главнейшие типы магматических формаций. – М.: Недра, 1964. – С. 387.
6. Киевленко Е.Я., Сенкевич Н.Н., Гаврилов А.П. Геология месторождений драгоценных камней. – М.: «Недра» 1982. – 279 с.
7. Лукашев А.Н., Ташкер Э.М., Колбин Б.А., Ступаков Г.П. Влияние вмещающих пород на содержание элементов-примесей в кристаллах кварца и флюорита. ЗВМО, 1970. – Ч. 99. – Вып. 3. – С. 286–293.
8. Морозов С.А., Хасанов А.Х., Зевакин Н.Н. Термобарохимические условия формирования аметиста Таджикистана. ДАН СССР, 1987. – Т. 296. – № 1. – С.200 – 203.
9. Оймахмадов И.С. Минералогическая характеристика кварц-аметистовых зон Сельбурского аметистоносного поля. Материалы V конференции молодых учёных Таджикистана. – Кургантубе, 2003. – С. 37–40.
10. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых. – М.: Недра, 1976. – 669 с.
11. Ставров О.Д. К вопросу о содержании редких элементов в кварце. // Геохимия, 1961. – № 6. – С. 508–513.
12. Хасанов А.Х. Петрология и рудоносность метасоматических комплексов Центрального Таджикистана. – Душанбе: Изд. «Дониш», 1976. – 251с.
13. Хасанов А.Х., Зевакин Н.Н., Кривошекова Н.И. Особенности околожильных изменений боковых пород кварц-аметистовых жил месторождения «Сельбур» на Южном Гиссаре. // Изв. АН Тадж. ССР, отд. физ.-мат. и геол.-хим. Наук, 1991. – № 1 (119), – С. 50–56.

**НОВЫЕ СПОСОБЫ ПРОСТРАНСТВЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
 КВАРЦЕВОГО СЫРЬЯ ВОСТОЧНОГО САЯНА**

О.И. Дёмина, С.А. Шестаков, А.В. Паршин

Научный руководитель научный сотрудник А.М. Федоров
 Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Существующая в России минерально-сырьевая база высокочистого кварцевого сырья основана на месторождениях кварцевых жил различного генезиса. Она не способна в необходимом объеме удовлетворить современные потребности отечественной промышленности в особо чистом кварцевом сырье. Детальные исследования высокочистых кварцитов на территории Восточного Саяна начались в конце XX века. Исследования проводились в разное время разными группами ученых, возглавляемых П.А. Рошкетаяевым, В.П. Табинаевым, А.И. Непомнящих, В.Н. Яшиным. Были предложены разные версии генезиса кварцитов Восточного Саяна. Для выяснения условий формирования месторождений высокочистых кварцитов, определения их типоморфных минералого-петрографических и геохимических особенностей, необходимо более четко обозначить их признаки и критерии, необходимые при проведении дальнейших поисково-разведочных работ, что позволит выявлять подобные кварцевые образования как в Восточном Саяне, так и в других регионах России [1, 2].

Современный уровень проведения исследований по наукам о Земле требует применения многопользовательских баз данных и систем доступа к ним, позволяющих представить геоинформацию в рамках единого картографического пространства [3]. Аналитические инструменты пространственного и математического моделирования могут позволить найти необходимые поисковые и генезисные критерии. В настоящее время при геологических исследованиях используются главным образом универсальные ГИС-пакеты, которые обеспечивают представление географически распределенных геологических данных в виде совокупности слоёв точек пробоотбора или геохимических полей. Такие представления не в полной мере соответствуют требованиям изучения геологических объектов, поскольку эти слои по отдельности не отражают суть геологического процесса. Для комплексного анализа необходимо либо производить оверлейные операции средствами ГИС, либо производить визуальный анализ данных, включая и отключая слои по очереди, что в значительной степени затрудняет работу исследователя.

В данном случае предлагается решать задачу организации комплексных представлений геохимических данных не с помощью операций в клиентской среде ГИС, которые должен производить пользователь. Создана геоинформационная система, включающая пространственную базу данных, аналитический блок которой реализует необходимые математические операции над данными и формирует таблицы пригодной для дальнейшего картографирования структуры. Целесообразно производить необходимые расчеты информативных показателей (геохимических и литохимических модулей), характеризующих генезис месторождения, тип геологического процесса и т.д. средствами СУБД и связанной с ней ГИС-средой конечного пользователя, информационно-картографическое обеспечение которой позволяет визуально представлять итоговые комплексные характеристики с учетом Z-координат точек пробоотбора. В этом случае для получения итоговой пространственной картины пользователь не должен обладать специфическими ГИС-навыками.

Была разработана концептуальная модель и создана геоинформационная система обеспечения геолого-геохимических исследований месторождений кварцевого сырья месторождений Восточного Саяна, (рис.). Она включает в себя многопользовательскую базу данных "Суперкварциты", объединенную с инструментами пространственного и математического моделирования. В базе данных содержится оптимальный для комплексных исследований данной территории набор аналитических данных, петрографических и минералогических описаний, пространственная информация о рельефе.

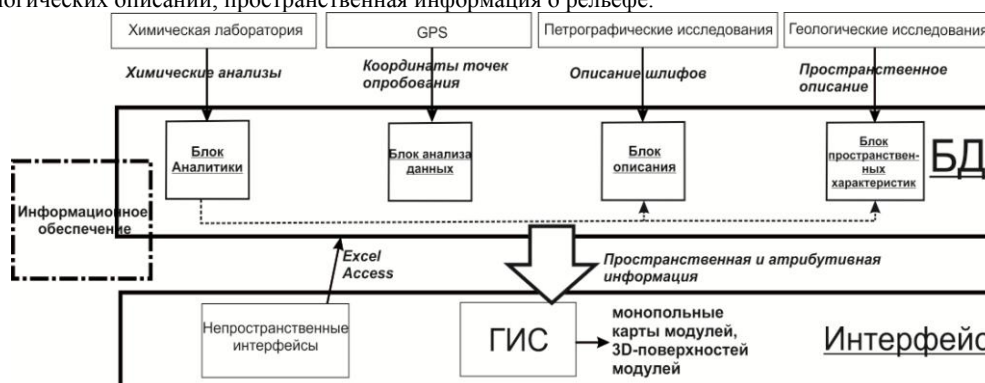


Рисунок. Концептуальная модель ГИС «Суперкварциты»

В качестве сервера баз данных используется объектно-реляционная система управления базами данных PostgreSQL с пространственным расширением PostGIS, обеспечивающим хранение в базе географических данных. СУБД распространяется по лицензии GNU/GPL, то есть является свободно распространяемым программным обеспечением. Поддержка БД практически неограниченного размера гарантирует отсутствие проблем с хранением и обработкой больших массивов данных.

Для ухода от необходимости анализировать совокупность полей распределения отдельных элементов, реализован математический аппарат, обеспечивающий вычисление пространственных таблиц интегральных литохимических показателей [4] на уровне СУБД. Эти таблицы удобны для картирования и визуального представления в среде ГИС-клиентов [5]. К примеру, из таблиц анализов масс-спектрометрии по редкоземельным элементам (РЗЭ) вычисляются литохимические модули отношений легких РЗЭ к тяжелым РЗЭ (ЛРЗЭ/ТРЗЭ), и Eu/Eu^* отношения свидетельствует о возможном воздействии эндогенного флюида. Отношение Ce/Ce^* показывает влияние на развитие кварцитов условий осадконакопления [2].

На основе рассчитанных таблиц и информационного обеспечения реализованы методы и средства построения карт и 3D-поверхностей. Установлено, что при изучении проявлений кварцитов в горных областях особое значение имеют высотные отметки точек пробоотбора. В связи с этим, путем правильной организации информационного обеспечения ГИС и слоев из БД достигнута возможность представления в трехмерном виде даже архивных данных, не имеющих высотной привязки с GPS.

В итоге можно заключить, что данные механизмы и методы математического и пространственного моделирования, реализованные средствами СУБД, представляют информационно-аналитическую среду, более компактную и представительную, чем традиционные послойные ГИС. БД предназначена для специалистов в области геохимических методов поисков высокочистого кварцевого сырья и в настоящее время проходит процедуру государственной регистрации.

Литература

1. Федоров А.М. Геохимия и условия образования особо чистых кварцитов на примере проявлений Восточного Саяна. Дисс.... кандидата геолого-минералогических наук. – Иркутск, 2012. – 160 с.
2. Федоров А.М., Макрыгина В.А., Будяк А.Е., Непомнящих А.И. Новые данные о геохимии и механизме формирования кварцитов месторождения Бурал-Сарьдаг (Восточный Саян) // Доклады академии наук, 2012. – Т 442. – № 2. – С 244–249.
3. Паршин А.В. Геоинформационное обеспечение мониторинга поверхностного слоя вод озера Байкал. Автореф. ... кандидата геолого-минералогических наук. – Иркутск, 2012. – 24 с.
4. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – Санкт-Петербург: Наука, 2000. – 479 с.
5. А.с. №2013620046 РФ. База геолого-геохимических данных Кодаро-Удоканской структурно-формационной зоны (БД "Кодар") / Паршин А.В., Шестаков С.А., Будяк А.Е., Мельников В.А., Спиридонов А.М. // Заявлено 19.11.12. Опубликовано 09.01.2013.

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НАКЫНСКОГО КИМБЕРЛИТОВОГО ПОЛЯ (ЗАПАДНАЯ ЯКУТИЯ)

А.А. Евстратов, Е.В. Проценко

Научный руководитель заведующий лабораторией И.Г. Коробков

Научно-исследовательское геологоразведочное предприятие, г. Мирный, Россия

Накынское кимберлитовое поле находится в пределах Среднемархинского алмазоносного района, в междуречье рек Накын и Ханья. Территория этого района в тектоническом плане приурочена к зоне сочленения двух структур I порядка Сибирской платформы: Анабарской антеклизы и Вилюйской синеклизы.

Современный структурный план кимберлитовмещающей толщи Накынского кимберлитового поля изучался по структурно-тектонической карте, построенной по кровле терригенных отложений венда, к которой приурочен сейсмоотражающий горизонт КВ. Глубина залегания этого горизонта на исследованной территории составляет в среднем от 2,5 до 4,5 км. Выполненные построения базируются на данных сейсморазведки МОВ-ОГТ с привлечением сейсмических разрезов.

Кимберлитовмещающие отложения в пределах района подразделяется на два структурно-литологических этажа – рифейский и венд-нижнепалеозойский. Рифейский структурно-литологический этаж развит лишь на юго-востоке площади в пределах борта Линденского авлакогена, где осадки этого возраста выполняют грабенообразные прогибы и впадины, осложняющие фундамент [1]. Фрагмент одной из таких впадин (Нижнемархинской) в структурных построениях фиксируется к югу, юго-востоку от Накынского поля. В наиболее погруженной части Линденского авлакогена мощности рифейских осадков резко возрастают до 1...1,5 км, достигая значений 2...2,5 км в его центральной части. В прибортовой же полосе, вблизи границы рифейского бассейна седиментации, сохранившиеся мощности осадков по данным бурения не превышают 20...40 м.

Образования венд-нижнепалеозойского этажа имеют в районе повсеместное развитие. Наиболее полную объемную картину особенностей строения этой части осадочного чехла дает анализ сейсмических разрезов. Изучение последних показывает, что обычно пликативные и дизъюнктивные тектонические элементы отмечаются во всех возрастных комплексах этажа. Выделяемые дизъюнктивные нарушения, несомненно, имеют различный возраст. Часть из них выражена только по вендским и венд-нижнекембрийским отложениям, часть доходит до верхнего кембрия, часть же сечет весь осадочный чехол [2].

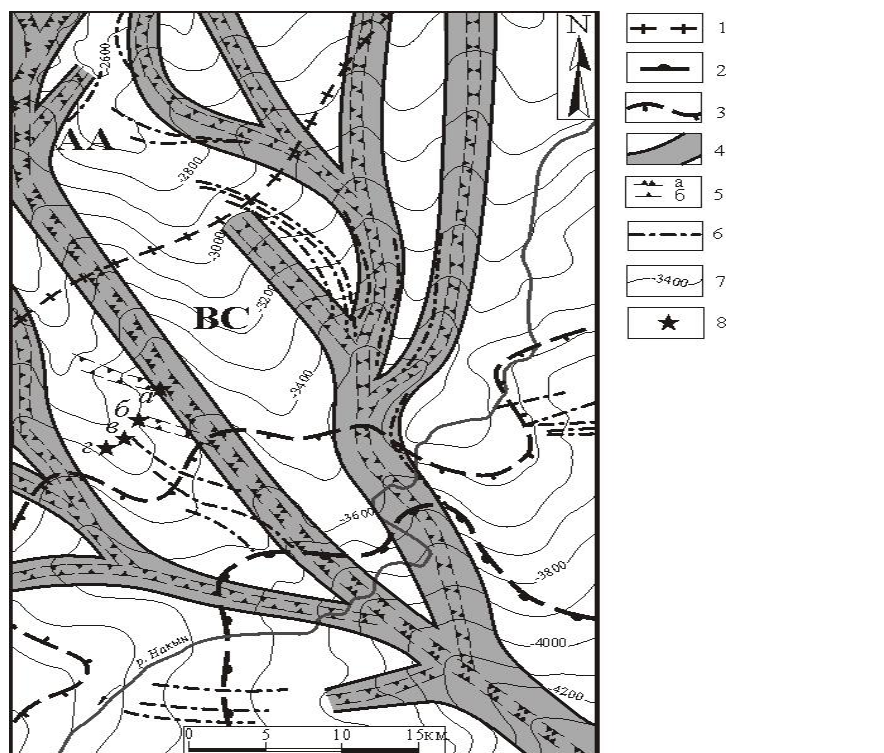


Рисунок. Структурно-тектоническая карта по горизонту KB

1 – условная граница структур I порядка (AA – Анабарская антеклиза; BC – Вилюйская синеклиза);
 2 – граница Нижнемархинской впадины Линденского авлакогена; 3 – граница распространения образований рифейского мегакомплекса; 4 – граница развития линейных депрессий; 5 – осевые (центральные) части линейных депрессий: а – грабен-синклиналей, б – структурных желобов;
 6 – осевые линии разломов проявленные в венд-нижнепалеозойском осадочном чехле, выделенные по сейсморазведочным данным; 7 – изогипсы сейсмоотражающего горизонта KB (м); 8 – кимберлитовые тела Накынского поля: трубки – а) Нюрбинская, б) Ботубинская; дайки – в) Мархинская, г) Майская

В результате выполненных по горизонту KB построений было установлено, что в пределах изученной территории района выделяется две структурных ступени, имеющие свои отличительные особенности (см. Рис). Первая из них, занимающая северо-западную часть поля, в региональном плане соответствует условной границе Анабарской антеклизы. Относительное погружение этой ступени в пределах поля определяется абсолютными отметками горизонта KB от – 2600 до – 3000 м. В целом она представляет собой моноклираль плавно погружающуюся к юго-востоку. Перепад абсолютных отметок здесь составляет от 20 до 30 м на 1 км. Моноклиральное залегание в пределах этой ступени осложнено отдельными линейными депрессиями, имеющими северо-западную и субмеридианальную ориентировки. По данным исследований сейсмических временных разрезов, эти депрессии имеют ширину до 6–8 км и достаточно крутые склоны. Углубление наиболее протяженных и контрастных структур, определяемых как грабен-синклинали, составляет в среднем 80–100 м, достигая на отдельных участках 150...200 м. Направление осевых линий этих депрессий согласуется с общим структурным планом.

Кроме грабен-синклиналей, в пределах данной ступени выделяются и более мелкие, в основном пологие линейные депрессии, относимые к структурным желобам. Контрастность их невелика, что и подчеркивается перепадом абсолютных отметок, редко превышающем 50...60 м. По материалам сейсмических работ ширина этих структур составляет в среднем 1,5...2,0 км. Одни из них являются боковыми ответвлениями грабен-синклиналей, другие выступают в качестве самостоятельных элементов и открываются к юго-востоку.

Вторая, более низкая структурная ступень, занимает всю центральную и юго-восточную часть Накынского поля, открываясь далеко к югу и юго-востоку в районы Ыгыаттинской и Линденской впадин. В современном структурном плане она представляет собой северо-западный борт Вилюйской синеклизы. В целом эта ступень на изученной территории представляет собой ту же моноклираль, но уже гораздо круче погружающуюся в юго-восточном направлении. Перепад абсолютных отметок по горизонту KB здесь уже нередко составляет 35...40 м, достигая на отдельных участках 50...55 м на 1 км, а общий уровень погружения в пределах характеризуемой площади определяется изогипсами со значениями от –3000 м до –4400 м.

Моноклиральное залегание на рассматриваемой части поля осложняется теми же грабен-синклиналями и их боковыми ответвлениями – структурными желобами, трассируемыми с более высоких уровней. Направление осевых линий этих линейных депрессий также в полной мере отвечает общему структурному плану и ориентировано в основном в юго-восточных румбах, хотя иногда отмечаются фрагменты субширотного и

субмеридионального направления. Ширина депрессий в целом остается прежней и составляет для грабен-синклиналей 6-8 км, для структурных желобов 3...5 км, при соответствующем перепаде абсолютных отметок в 100...150 м и 80...100 м.

Важно подчеркнуть, что известные кимберлитовые тела Накынского поля пространственно приурочены к участкам выклинивания сближенных и непротяженных линейных депрессий северо-западной ориентировки. В свою очередь, эти четыре депрессии являются боковыми ответвлениями от более протяженного и контрастно выраженного грабена, имеющего север-северо-западную ориентировку.

Выводы. Выполненные построения показывают, что основными структурными элементами глубоких горизонтов осадочного чехла в пределах Накынского кимберлитового поля являются грабенообразные линейные депрессии, выходящие со стороны Ыгыаттинской впадины. Формирование этих грабенообразных структур связано с длительной эволюцией Сунтарской вулcano-тектонической структуры (ВТС), генерирующей на определенных этапах своего развития полифациальный, в том числе кимберлитовый магматизм [3]. Установленная приуроченность известных кимберлитовых тел к участкам торцевого выклинивания грабенообразных структурных депрессий свидетельствует о том, что они являлись теми своеобразными магмаводами, по которым происходила латеральная доставка кимберлитового расплава от эпицентра данной ВТС к районам его локализации в виде конкретных кимберлитовых полей, в том числе и Накынского.

Таким образом, выделение и трассирование подобных грабенообразных депрессий на площадях, как самого Среднемархинского района, так и на смежных территориях, позволяют локализовать новые кимберлитоперспективные участки, а также оптимизировать затраты алмазопроисловых работ в закрытых районах.

Литература

1. Горев Н.И. Тектоническое районирование Сибирской платформы при прогнозировании коренных источников алмазов // Проблемы алмазной геологии и некоторые пути их решения. – Воронеж: Изд-во Воронежск. гос. ун-та, 2001. – С. 462–481.
2. Коробков И.Г., Евстратов А.А., Коробкова А.И. Структурно-тектоническое строение Накынского кимберлитового поля (Западная Якутия) // Вестн. С.-Петерб. ун-та. – Сер. 7, 2010. – Вып. 4. – С. 47–57.
3. Коробков И.Г. Кимберлитовый магматизм как продукт эволюции древних структур // Мат-лы совещ. «Суперконтиненты в геологическом развитии докембрия». – Иркутск, 2001. – С. 111–115.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ «ОЛИМПИК-ДАМ» (АВСТРАЛИЯ) И «МАКАРТУР РИВЕР» (КАНАДА)

А.С. Есимбеков

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Олимпик-Дам (Австралия) и МакАртур Ривер (Канада) одни из лидеров по добыче и переработке урана. Они относятся к месторождениям брекчиевого типа и типа несогласия, соответственно. Два данных типа месторождений являются наиболее ураноносными, со средним процентным содержанием урана в руде 20 %.

Олимпик-Дам и МакАртур Ривер рассматриваются как эталоны месторождений для поисков подобных урановых рудников на территории России и всего мира.

Олимпик-Дам - уникальное по запасам и генезису месторождение комплексных золото-ураново-медных руд, находящееся в Южной Австралии, в 550 км к северо-западу от г. Аделаида. Оно было обнаружено компанией Western Mining Corporation в 1975 г. и начало эксплуатироваться в 1987 г. Сейчас месторождение принадлежит компании ВНР Billiton, которая приобрела его у WMC Resources в 2005 г.

Геологические запасы месторождения оцениваются примерно в 10 млн. тонн меди, 500 тыс. т. урана и 2000 т. золота. Уровень добычи руды в марте 2005 составил, в пересчете на год, 9.1 млн. т. В конце октября 2008 ВНР Billiton объявила, что она рассчитывает провести крупномасштабное пятиэтапное расширение шахты. К настоящему времени завершилось первое из пятиэтапного расширения, которое повысило ежегодную производительность до 200000 т. меди, 4500 т. урана и 120 000 унций золота.

По прогнозам специалистов к 2016...2017 гг. общая годовая добыча составит 72 млн т. руды, из которой затем будет производиться 750 тыс. т. рафинированной меди, 19 тыс. т. оксида урана, 800 тыс. унций золота и 2,9 млн унций серебра.

Месторождение содержит почти 40 % от общего объема мировых разведанных запасов урана. Благодаря месторождению Олимпик-Дам, Австралия занимает третье место в мире по производству урана после Казахстана и Канады. Запасы месторождения в денежном эквиваленте оцениваются в 1 трлн. долларов.

Район месторождения располагается в геологической провинции Стюарт Шельф и приурочен к северо-восточной части докембрийского кратона Голер, вблизи его сочленения по глубинному разлому Торренс с внутриконтинентальным Аделаидским рифтом, завершившим свое развитие к концу кембрия и заполненным недислоцированными осадочно-вулканогенными образованиями.

В изученном районе оруденение локализуется в отложениях прогиба, ограниченного разломами и неформально именуемого «грабен Олимпик-Дам». Грабен имеет северо-западное простирание, его протяженность около 7 км, ширина превышает 4 км. Основание осадочной толщи в пределах грабена не вскрыто. Грабен не выражен на поверхности и располагается под пологозалегающим осадочным чехлом.

Рудное тело залегает в магнитной гидротермальной гематитовой комплексной брекчии на глубине 350 м и разделено на отдельные зоны. Брекчиевый комплекс Олимпик Дан (БКОТ) имеет овальную в плане форму, размеры 7x5 км. В центре комплекса доминирует гематит. В составе БКОД развиты породы среднего протерозоя, по минералого-геохимическим особенностям выделяются разновидности от гранитных до гематитовых. В промежутке гетеролитовые с гематитом, а также кварц-гематитовые.

Выделяется два главных типа медного оруденения: 1. комплексный Cu-U с Au и Ag; 2. мономинеральный Au-рудный. Первый приурочен к гетеролитовым гематитовым, а также обычным гематитовым брекчиям, в которых локализованы 150 отдельных рудных зон. Различают рудные зоны бронит-халькозинового и халькопиритового составов. Урановая минерализация ассоциирует с Cu-рудной. (с повышением содержания меди возрастает содержание урана). Уран присутствует в виде тонких выделений уранинита, реже коффинита и браннерита [1].

Генезис месторождения рассматривается двухэтапным образованием: сингенетичным в связи с геотермальной активностью вулканизма и эпигенетическом при его затухании. Допускается накопление части гематитовых и сульфидных руд в озерной обстановке на выходах фумарол (Robert D.E., Hudson G.R.T., 1983)

По мнению А.И. Кривцова (1987) возникновение месторождения типа Олимпик-Дам может связываться с функционированием рециклинговой системы, область разгрузки которой совпадает с участками некомпенсированного прогибания и осадконакопления.

Таблица

Добыча урана крупнейших Австралийских компаний (тонн U₃O₈)

	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
Ranger	5312	4667	5544	5183	5256	5273	5678	4262	2677	3284
Olympic Dam	3075	3993	4356	3912	3474	4115	3974	2258	4012	3853
Beverley	762	873	1064	854	847	707	626	630	347	413

По мнению же М.В. Шумилина данное месторождение является крайне измененным колчеданным.

Месторождение МакАртур Ривер – самый большой и уникальный в мире урановый рудник с высококачественной рудой. Уникальность его состоит в чрезвычайно высоком содержании урана в рудах - в среднем 24 %. Это примерно в 100 раз больше, чем на известных урановых месторождениях, обрабатываемых горным способом. Эта шахта производит больше чем 18 миллионов фунтов урана ежегодно (более чем 10 % мирового производства), добывая только 150...200 тонн руды в день. По состоянию на начало 2012 года, шахта имеет доказанные и вероятные запасы насчитывающие 870 тыс. тонн. В период с 2000 по 2011 года на руднике произведено 100 тыс. тонн U₃O₈. Владелец является канадская компания Cameco Corporation.

Месторождение располагается в восточной части впадины Атабаска, в пределах юго-западной части структурной провинции Черчилль Канадского щита. На данной территории располагаются другие месторождения этого же типа: Раббит-Лэйк, Мидуэст-Лэйк, Сигар-Лэйк, Уэст-Бёр и др. Хотя эти месторождения относятся к одному типу несогласия, все имеют свои особенности. Отличия в каждом конкретном случае не носят принципиального характера. В некоторых случаях отложения Атабаски могут быть денудированы (Раббит-Лэйк, частично Ки-Лейк и т.д.), в других случаях оруденение может быть только в породах фундамента (Клаф-Лейк и др.) или оно может быть в тех и других формационных типах пород (Сигар-Лейк и др.).

Впадина заполнена платформенными позднепротерозойскими терригенными отложениями формации Атабаска, залегающими субгоризонтально на архейском-нижнепротерозойском глубокометаморфизованном кристаллическом основании. Гнейсы, гранито-гнейсы и сланцы в основании формации несут следы древнего (доатабасского) выветривания (реголиты).

Основная минерализация месторождения МакАртур Ривер проявляется на глубине от 500 метров до 640 метров, и структурно контролируется взбросом «P2» северо-западного простирания (азимут 45°) с углом падения 40...65° в южном направлении. Основные урановые минералы – настуран и коффинит.

Выделяется 2 зоны минерализации, названные «Pod 1» и «Pod 2» [2].

В первой зоне («Pod 1») минерализация сконцентрирована в слоях песчаника и конгломерата и структурно контролируется взбросом P2. Pod 1 характеризуется высоким содержанием U₃O₈ (от 10 до 30 %).

Вторая зона расположена в породах фундамента и является самой богатой ураном зоной: среднее содержание U₃O₈ в руде более 20 %, при максимальном содержании в 40 %.

Образование месторождения остается под вопросом. Есть несколько точек зрения: 1) диагенетически-гидротермальная (Я. Хуве, Т.Сиббалд и др.), 2) гидротермальная (Литтл, Манди и др.), 3) метаморфогенно-гидротермальное происхождение, 4) близповерхностного гипергенного происхождения (Ниппинг, Лангфорд и др.).

Основным методом для поиска и прогнозирования данных типов месторождений является детальное изучение базальных изверженных и метаморфических пород, а также изучение флюидно-эксплозивных структур с целью выявления структурных и литологических трендов. Перспективные участки могут прогнозироваться там, где базальные породы характеризуются сбросами и разломами, смяты в складки и содержат восстановители. Огромную роль при поисках и прогнозе перспективных территорий играет аэрорадиометрия.

Месторождения урана типа «несогласия» в течение долгого времени оставались объектами известными только в Австралии и Канаде. В 1990-х годах в районе Ладожского озера в России было выявлено

месторождение Карху, ставшее первым открытием типа «несогласия» за пределами этих стран. В последние годы установлена принадлежность к этому типу еще одного месторождения – Фалеа в Мали (Африка). Наличие Карху позволяет предполагать продолжение урановорудного пояса Канады на Европейский континент. Возможные новые месторождения «несогласия» здесь могут располагаться под фанерозойским чехлом Русской плиты. [3]

Месторождения урана брекчиевого типа перспективны в пределах Кодаро-Удоканской минерагенической зоны (Читинская область), в Дарасунском рудном районе. Данный тип месторождений может быть проявлен в Восточном Забайкалье, в рудных полях большинства мезозойских золоторудных месторождений.

Литература

1. McKay, A.D. & Miezitis, Y., 2001. Australia's uranium resources, Geology and development of deposits. AGSO – Geoscience Australia, Mineral Resource Report 1, 2007.
2. David Bronkhorst, Alain G. Mainville, Gregory M. Murdock, Leslie D. Yesnik, Cameco corporation mcarthur river operation, Northern saskatchewan, Canada ni 43–101, Technical report. – Northern Saskatchewan, Canada. – Date of Technical Report: November 2, 2012.
3. Шумилин М.В., Ивлев И.А. Урановые месторождения «несогласия»: где они в России? // Разведка и охрана недр, 2012. – № 6. – С. 17–20.

ГЕОДИНАМИКА ФОРМИРОВАНИЯ И СТРУКТУРНАЯ ПОЗИЦИЯ ЗОЛОТОГО ОРУДЕНЕНИЯ В ТАМДЫТАУ-БЕЛЬТАУСКОМ РУДНОМ РАЙОНЕ

Б.О. Жанибеков

Научный руководитель ведущий научный сотрудник М.К. Турапов

Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов, г. Ташкент, Узбекистан

Тамдытау-Бельтауский рудный район охватывает центральную часть Центральных Кызылкумов и включает в себе горы Тамдытау, Бельтау и Джетымтау, где сосредоточены основные золоторудные месторождения региона, среди которых следует выделить Мурунтау, Мютенбай, Даугызтау, Амантайтау и др.

Задачей номер один для геологов республики является расширение минерально-сырьевой базы золота, в особенности в горнорудных районах с действующими предприятиями по добыче полезных ископаемых. Одним из путей в решении данной проблемы является поиск новых объектов, новых рудных тел на флангах и глубоких горизонтах известных и обрабатываемых месторождений. Успех поисков во многом зависит от достоверности расшифровки генетических особенностей и условий формирования месторождения и размещения в нем эндогенного оруденения.

Выявление и изучение природных геологических причин способствовавших формированию на том или ином участке земной коры месторождений полезных ископаемых осуществляется многими методами исследований, среди которых особое место занимают геолого-структурные методы изучения условий размещения оруденения.

Геолого-структурные методы позволяют конкретно определить природные факторы контролировавшие или способствовавшие формированию месторождения. Среди этих факторов особое место занимает структурный, который во многом определяет позицию месторождения в геологическом пространстве.

Структурные позиции эндогенных рудных месторождений характеризуются приуроченностью к структурным элементам и их сочетаниям, которые к моменту минералообразования оказались в тектонофизически ослабленном состоянии и были наиболее проницаемы для рудоносных растворов. В.А. Королев определяет, что позиция месторождения или рудного поля представляет собой участок геологической структуры, на котором проявилось влияние нескольких структурных элементов, обеспечивающих поступление рудных растворов [2].

Определение и изучение позиции известных месторождений позволит использовать эти данные при прогнозировании и поиске новых аналогичных объектов и новых рудных скоплений на флангах ранее открытых месторождений. Учитывая это, наши исследования были направлены на определение позиции золоторудных месторождений и рудопроявлений золота Тамдытау-Бельтауского рудного района с целью определения основных морфоэлементов структур и их поведение в геологическом пространстве, в определении связи этих элементов с золоторудной минерализацией рудного района.

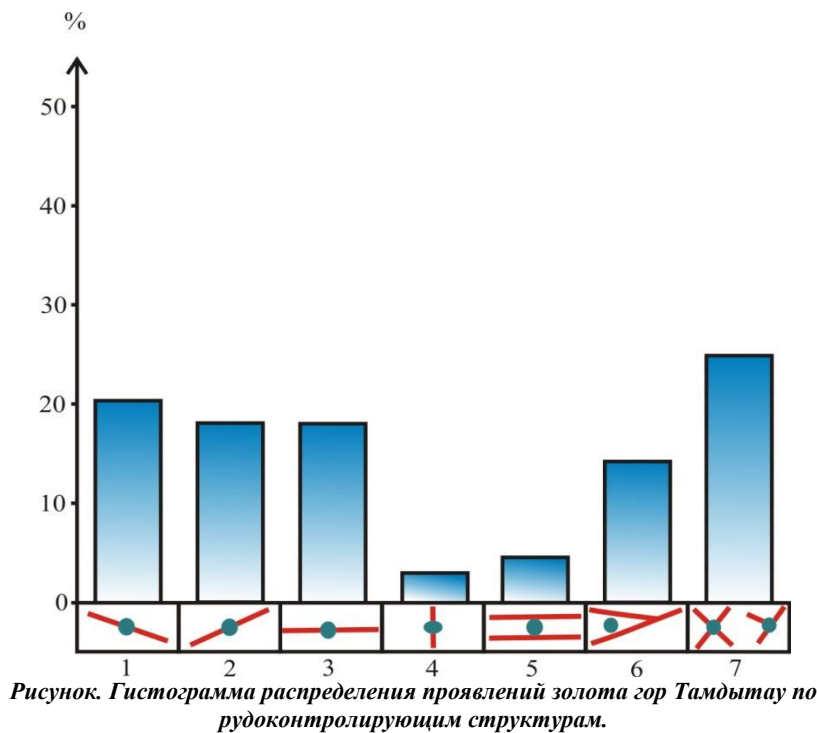
При изучении геологического строения и металлогении Южного Тянь-Шаня в последнее время особое внимание стали уделять блоковому строению региона. М.М. Мансуров и др. [1] в пределах региона выделяют три крупных тектонических блока: Букантауский, Тамдытауский и Нуратинский. Их границами являются региональные северо-восточные разломы, а также поперечные структуры: Урало-Южно-Тянь-Шанский, Букантауский, Кызылкумский и Чимкентский. Последние придают региону ступенчатое строение, где блоки погружаются с востока на запад. Учитывая это и анализируя данные по закономерностям формирования золоторудных месторождений, мы пришли к выводу о том, что существуют принципиальные различия в условиях формирования золоторудных объектов между блоками. С запада на восток структурные условия формирования месторождений постепенно усложняются. Если в Букантауском блоке формирование месторождений золота контролировали одиночные северо-восточные, северо-западные и субширотные разломы, то в Тамдытауском блоке структурный контроль расширяет свои позиции. Здесь месторождения встречаются (их

позиции) в субмеридиональных, субпараллельных разломах, в зонах их пересечений и сопряжений, а также в клиновидных структурах.

По Тамдытаускому блоку была выделена новая поперечная структура, протягивающаяся в северо-западном направлении и разбивающая блок на две равные части. На поверхности она представляет лентообразную зону (горы Бельтау) и состоит из серии мелких разломов того же направления. В последующем эта зона была осложнена северо-восточными, широтными разрывами. К участкам пересечения этой глубинной поперечной структуры с зонами разломов субширотного простираения приурочены месторождения Мурунтау, Триада, Мютенбай. Южнее отмечается аналогичная тектоническая позиция, к которой приурочены месторождения Даугызтау, Высоковольный и др.

Анализируя позиции золоторудных месторождений по отношению к структурам в двух частях крупного Тамдытауского блока установлено резкое различие в структурном контроле золотого оруденения. Если в западной части, где расположены горы Тамдытау, золоторудные месторождения расположены в семи позициях. (рисунок), то в восточной части (горы Бельтау) более десяти. Однако, диапазон формы проявления каждой позиции очень широк. Так, например, клиновидные структуры имеют семь разновидностей и к каждой из них приурочено одно месторождение. Для восточной части невозможно выделить какую-либо позицию, которая могла бы быть эталоном. Для каждого из 22 рудных объектов характерна своя структурная позиция, не повторяющаяся в природе.

В западной части блока (горы Тамдытау) все месторождения и рудопроявления формировались, в основном, в семи позициях. Это северо-западные, северо-восточные, широтные, меридиональные, субпараллельные разломы, их сопряжения и пересечения, а также клиновидные структуры. К первым трем позициям приурочено более 55 % золоторудных объектов. Далее идут зоны сопряжений и пересечений разломов, которые для 25 % объектов являются структурными позициями. Не маловажную роль сыграли и клиновидные структуры, способствовавшие формированию около 14% золоторудных объектов.



Разломы: 1 – северо-западные; 2 – северо-восточные; 3 – широтные; 4 – меридиональные; 5 – субпараллельные; 6 – клиновидная структура; 7 – сопряжения и пересечения разломов

В существенном различии структурных позиций золоторудных объектов в двух частях крупного Тамдытауского блока главную роль сыграли тектонический режим, геологическое строение и структурно-тектонические элементы блока. В формировании разнообразных форм структурных элементов и их сочетаний на наш взгляд сыграл и магматический фактор. Площади западного и восточного частей Тамдытауского блока примерно равны. Используя геолого-геофизические данные, были подсчитаны площади развития интрузивных образований в двух частях. Оказалось, что в западной части интрузивы занимают площадь 450 км², когда на восточном блоке они занимают почти в два раза больше площадь – 870 км². Этот факт говорит о том, что внедрение интрузии в больших объемах способствует формированию разнообразных форм новых разрывов, которые вместе с ранее заложёнными разломами увеличили диапазон их сочетаний. Следовательно, увеличился шанс для циркуляции рудоносных растворов, что повлекло в дальнейшем формирование месторождений золота под непосредственным влиянием этих структурных элементов.

Полученные результаты по определению и изучению структурных позиций золоторудных месторождений Тамдытау-Бельтауского рудного района позволят эффективно осуществлять прогнозирование и проводить поисковые работы в Центральных Кызылкумах.

Литература

1. Мансуров М.М., Михайлова Ю.В., Смирнова С.К. и др. Блоковое строение Южного Тянь-Шаня, эндогенные рудные формации и их прогнозирование // Актуальные проблемы геологии и геофизики. – Ташкент: Фан, 2007. – Том 1. – С. 194–195.
2. Умарходжаев М.У., Акбаров Х.А., Турапов М.К. Методология прогнозирования месторождений полезных ископаемых. – Ташкент, 2009. – Том 1. – 359 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БАКЧАРСКОГО УЗЛА НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

К.В. Карепина

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Бакчарского проявления значительные по объемам геолого-съёмочные и тематические работы проводились в разные годы Союзным Сибирским геофизическим трестом, СНИИГГиМСом, ВСЕГЕИ, Томским политехническим институтом, Институтом геологии и геофизики Сибирского отделения АН СССР и другими организациями.

Целеустремлённое изучение рудных горизонтов характеризуется широким размахом опробовательских и тематических работ. Результаты освещены в работах М. П. Нагорским и И.Б. Сандановым, М.П. Нагорским и Ю.П. Зайченко, А.С. Калугиным, С.А. Скробовым (1957), А.П. Бердниковым и А.И. Фадеевым (1958), Е.Я. Горюхиным, А.А. Бабиным и А.С. Донченко (1958). В ряде научных работ рассматривался состав и генезис железных руд [1].

Бакчарское железорудное проявление (площадью 530 км²) расположено в Бакчарском районе Томской области в 235 км северо-западнее г. Томска, близ райцентра Бакчар.

Географически район находится на восточном склоне Обь-Иртышского междуречья, в центральной части Западно-Сибирской низменности.

В геоморфологическом отношении район работ расположен на Обь-Иртышском водоразделе, в долинном комплексе рек Парбиг и Бакчар, левых притоков р. Чаи. Реки типично равнинные, с сильно меандрирующими руслами и малыми скоростями течения.

Площадь работ представляет собой заболоченную и слабо всхолмленную равнину, с абсолютными отметками от 121 м на водораздельных участках до 89 м в речных долинах (рек Галка, Тетеринка, левых притоков р. Бакчар). Территория покрыта лесами, поймы рек заболочены, имеющиеся на территории болота преобладают в южной части района. Лесной покров таёжного типа. Пойменные участки и болота непроходимы для транспорта в летнее время и труднопроходимы зимой [2].

Рудоносная толща по времени формирования занимает промежуток от турона до эоцена и с несогласием залегает на морских песчано-глинистых отложениях кузнецовской свиты (сеноман-турон). Перекрывается она морскими глинистыми отложениями люлинворской свиты (эоцен).

Продуктивные отложения Бакчарского железорудного проявления приурочены к трем стратиграфическим уровням – песчаным толщам позднемелового, палеоценового и эоценового возрастов: нарымскому (сантон), колпашевскому (маастрихт) и бакчарскому (палеоцен-эоцен) горизонтам. Рудоносная толща сложена прибрежно-морскими и морскими осадками, содержащими горизонты оолитовых железных руд: песчаниками кварц-хлорито-сидеритового, кварц-хлорито-глинистого состава, алевритами, глинами, песками, гравелитами. Оолитовые железные руды отнесены к трем горизонтам, (снизу вверх) нарымскому, колпашевскому и бакчарскому. Руды залегают горизонтально с едва заметным погружением их к востоку и северу. Железородная толща Бакчарского проявления представлена восьмью пространственно разобщенными рудными телами [3].

Существенную помощь для понимания литолого-фациальных особенностей строения рудоносной толщи и залегания отдельных рудных тел играют геофизические исследования. При оценке проявления проводились стандартные методы электрического (КС, ПС) и гамма-коротажа, а также наземные методы магниторазведки.

В качестве примера интерпретации геофизических данных нами были взяты разрезы двух скважин, расположенных в западной (скв. 127) и центральной (скв. 108) частях Бакчарского месторождения (рис. 1) в 14 км друг от друга.

Оруденение в пределах изученных участков представлено пластами сыпучих и сцементированных руд.

Разрезы скважин отличаются разным размахом значений естественной радиоактивности, что и послужило основанием для выбора их в качестве пилотного исследования. В скважине 108 изменение радиоактивности колеблется в интервале до 15 мкр/час, а в разрезе скважины 127 показания ГК достигают 40...60 мкр/час.

В разрезе скважины 108 (рис. 2) вскрыты практически все основные разновидности пород, встреченные в пределах проявления. Это преимущественно песчано-глинистые образования с включениями и прослоями

лигнитов. Руды встречены на интервале 190...214 м. Анализ каротажных диаграмм позволяет сформировать следующую характеристику разреза (начиная с глубины 36 метров).

По величинам показаний методов и соотношениями между ними разрез скважины можно разделить на четыре горизонта.

Верхняя часть разреза (интервал 36...50м) характеризуется высокими показаниями ПС (до 150 мВ) и низкими показаниями метода сопротивления и радиоактивности. При этом алевриты характеризуются низкими ПС, КС и ГК, при увеличении глинистости разреза наблюдается повышение значений КС и ГК.

Интервал 50...121 м. Характеризуется присутствием в песчано-глинистом разрезе включений и прослоев лигнитов, которым соответствуют локальные понижения показаний ПС и ГК. Показания КС – слабо повышенное для всего интервала.

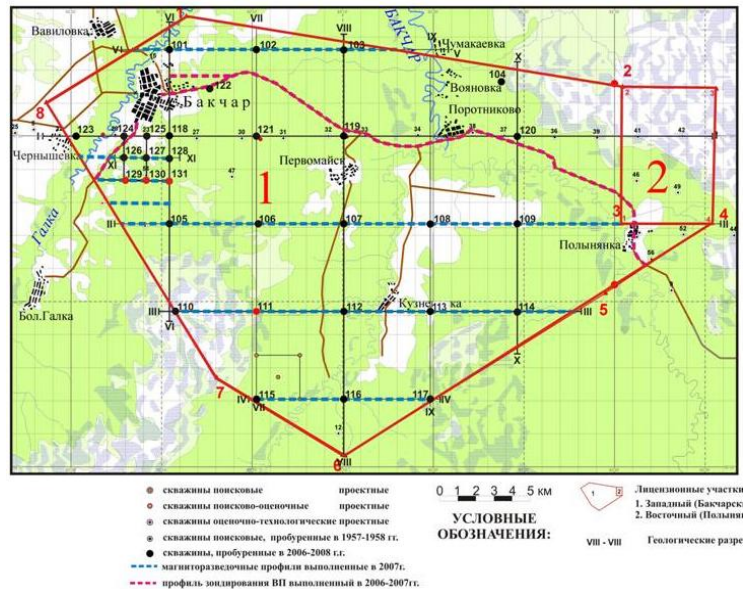


Рис. 3. Карта фактического материала

Интервал 121...176 м. Разрез становится более песчано-алевритистый, а лигнит присутствует в виде отдельных выделений (в верхней части интервала), показания ПС и ГК – низкие для всей части разреза, а КС – повышенные. Отдельные положительные пики ПС и ГК и отрицательные КС – соответствуют прослоям глин.

Профиль по данным гамма каротажа с запада на восток по скважинам 105-106-107-108-109

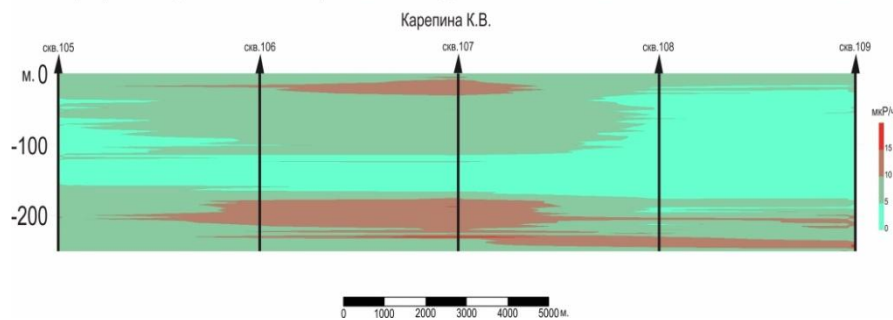


Рис. 2. Гамма-поле по скважинам 105-106-107-108-109

Интервал 176...246 м. Разрез отличается высокой для скважины 108 радиоактивностью (ГК до 14...15 мкр/ч), совпадающей с повышениями показаний ПС и понижениями сопротивления (менее 1 Ом). Интервал самый аномальный в разрезе по ГК и КС. Он вмещает крепко сцементированную и сыпучую руду, разделяющий их два прослоя глин и оолитового песчаника. Эта часть интервала характеризуется резко неоднородным поведением всех трех геофизических параметров, при этом показания КС и ПС на глубину в целом понижаются, а ГК – растут. Перекрывает руды относительно однородный (по геофизическим показателям) пласт переслаивания песка и глин с повышенными значениями ПС и ГК и пониженными КС. На всем интервале соотношения ГК и КС всегда обратные. В верхней части интервала положительно коррелируется с ГК и отрицательно с КС, что обычно для песчано-глинистого разреза. В нижней части интервала это правило нарушается.

Таким образом, рудный интервал разреза отличается аномально низкими сопротивлениями, аномально высокой (для разреза) радиоактивностью, нарушением типичных связей показаний ПС с другими геофизическим параметрами.

Судя по соотношению показаний ПС и ГК по разрезу, радиоактивность рудного интервала имеет наложенную природу. Если повышение радиоактивности руд произошло за счет урана, то возрастание радиоактивности на глубину, к подошве рудного пласта, можно интерпретировать двояко. Если повышение ГК к подошве пласта согласуется с изменением содержания железа, то обогащение руд ураном происходило сингенетично рудам. Если нет, то руды (вмещающие их породы) оказывали осаждающее влияние на уран растворов, поступающих с глубины.

Разрез скважины 127 (рис. 3) от разреза скважины 108 отличается:

Более высокой и более неоднородной радиоактивностью. Показания ГК изменяются от 4 до 90 и более мкР/ч.

Более высоким и более неоднородным сопротивлением. Показания Кс изменяются от 4 до 140 Ом.

Более песчаным (менее глинистым) разрезом.

Наличием двух интервалов повышенной радиоактивности, в верхней (10...35 м) и нижней (130...238 м). В последнем случае он совпадает с рудным интервалом. Верхний интервал протягивается практически по всей площади участка и литологически приурочен к серым, серо-голубым глинам с включениями древесных остатков.

Интервал 122...152 м характеризуется высокими сопротивлениями до 80 Ом, низкими показаниями гамма-поля и повышением ПС. Разрез преимущественно песчаный.

Нижняя часть разреза (интервал 152...232 м) отличается более высокими и однородными показаниями ПС. Значения ГК изменяются в интервале от 20 до 60 мкР/ч. Сопротивление повышается напротив рудных горизонтов.

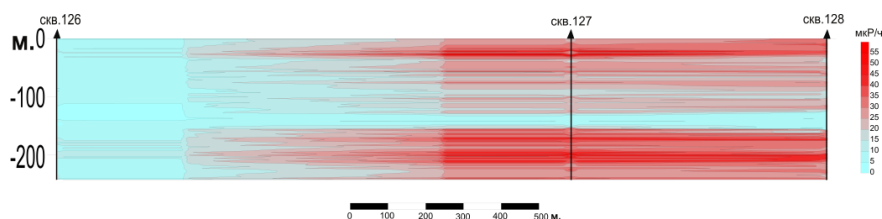


Рис. 3. Гамма-поле по скважинам 126-127-128

Анализ вещественного состава рудовмещающих отложений и геохимических особенностей рудоносных отложений убедительно показывает, что повышение радиоактивности связано с наличием редкоземельно-ториевой и урановой минерализации [4].

Литература

1. Бабин А.А., Донченко А.С. Отчет Бакчарской партии о результатах поисковых работ в юго-восточной части Западно-Сибирского железорудного бассейна за 1957-1958 гг. – Томск, 1959.
2. Бабин А.А., Гусельникова О.А. Геолого-гидрогеологическое строение и полезные ископаемые листа О-44-XXIX. Окончательный отчет Бакчарской геолого-съёмочной партии по работам за 1962-1964 гг. – Томск, 1964.
3. Бердников А.П., Горюхин Е.Я. Материалы к изучению Западно-Сибирского железорудного бассейна. Отчет по результатам работ Шегарской и Томской опробовательских партий за 1957-1958 гг. – Томск, 1958.
4. Карепина К.В., Домаренко В.А., Рихванов Л.П. Редкие и радиоактивные элементы в железных рудах Западно-Сибирского железорудного пояса на примере Бакчарского узла (Томская область).

МАРГАНЦЕНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

М.К. Кембаев

Научный руководитель профессор А.А. Жунусов

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Цель работы – выяснение формационной принадлежности формирования и районов распространения марганценосных формаций Западного Казахстана. Выявление их перспектив как потенциальные рудоносные формации на марганец, так и других сопутствующих элементов.

Актуальность работы – выяснение перспектив приращения запасов марганца и других сопутствующих элементов путем изучения формационных особенностей потенциально рудоносных объектов имеет практический интерес.

Задачи исследования – выяснение особенностей формирования марганценосных формаций Западного Казахстана, характеристика вмещающих толщ марганцевых руд и выявление их перспектив на марганцевые руды и некоторые сопутствующие элементы (медь, молибден, серебро и др.).

Ключевые слова: марганцевое оруденение; вулканогенно-осадочная марганцевая формация; осадочная марганценосная формация; пирролюзит; псиломелан.

На территории Западного Казахстана наиболее благоприятными на марганцевое оруденение являются рудоносные формации вулканогенно-осадочного и осадочного генезиса, связанные с кремнисто-терригенно-карбонатными образованиями верхнего палеозоя.

Вулканогенно-осадочная марганцевая формация.

Туффито-терригенно-кремнистая марганценовая формация складывается отложениями среднего девона и развита в Западно-Мугоджарской зоне на крыльях Берчогурской и в ядре Кундуздинской синклиналей. Они представлены полосчатыми кремнистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, кремнистыми алевролитами, а также яшмами и яшмовидными кремнистыми породами. Встречаются редкие прослои мелкозернистых туфов и окремненных плитчатых известняков. Марганценовая толща кремнистых пород, залегающая с несогласием на различных нижележащих горизонтах.

В районе восточного и западного бортов Берчогурской мульды кремнистые породы залегают на толще андезито-базальтовых миндалекаменных порфиритов (мылашинская свита), а на северном замыкании мульды кремнистый горизонт подстилается толщей альбитофинов. Простираение горизонтов кремнистых пород меняется от меридионального до широтного, с углами падения крыльев складок от 120 до 500. Породы рудной пачки (шуддакский горизонт) представлены кремнистыми алевролитами, пелитолитами, кремнями и яшмоидами. Для пород типична плитчатая отдельность и разнообразная (от светло-серой, синевато-зеленой до сургучно-красной) окраска, нередко подчеркивающая слоистость, иногда ритмичную.

С пачкой кремнистых пород (шуддакский горизонт) связано месторождение марганцевых руд Чуулдак и рудопроявление Северное. Мощность рудной пачки 5...8 м.

Вулканогенно-осадочный генезис марганцевых руд определяется пластообразным залеганием горизонта с рудными телами среди морских вулканогенных и осадочных пород, строгой стратиграфической локализацией руд к толще кремнистых пород верхнеэфельского подъяруса, залегающих трансгрессивно на разных уровнях вулканогенной толщи силура и раннего-среднего девона. Перекрываются марганценовые отложения породами живетского яруса среднего девона.

Толща кремнистых марганценовых пород Берчогурской синклинали сопоставляется с бугулыгырской свитой Южного Урала. Все известные в Восточной Башкирии месторождения марганцевых руд приурочены к бугулыгырскому яшмовому горизонту (Файзуллинское, Губайдуллинское и др.) [1].

Осадочная марганценовая формация.

Кремнисто-карбонатно-терригенная марганценовая формация объединяет отложения франского яруса верхнего девона, нижнетурнейского подъяруса нижнего карбона, верхневизейского подъяруса – серпуховского яруса нижнего карбона, гжельского яруса верхнего карбона.

Марганценовые отложения нижнетурнейского подъяруса широко развиты в Бакайской синклинали от р. Арал-Тобе на севере до р. Жамансу на юге. На западном крыле Бакайской синклинали отложения нижнетурнейского подъяруса трансгрессивно залегают на глинисто-кремнистых и кремнистых сланцах фамена, в восточной части синклинали на образованиях верхнего фамена-нижнего турне с конгломератами в основании.

В северном направлении на р.р. Улетты, Кокпекты, Арал-Тобе и на водоразделах этих рек мощность слоев конгломератов и гравелитов уменьшается, в разрезе увеличивается мощность аргиллитов и алевролитов. Литологический состав крайней западной полосы Бакайской синклинали, к которой приурочено рудопроявление Улетты, довольно однообразен. Это преимущественно зеленовато-серые аргиллиты, глинистые и кремнисто-глинистые сланцы, алевролиты, в подчиненном количестве полимиктовые песчаники. Характерным для разреза является обилие углистого материала, наличие конкреций сидерита, растительных остатков.

Марганценовые отложения верхневизейского подъяруса-серпуховского яруса на западном крыле Бакайской синклинали залегают несогласно со следами размыва на осадках верхнетурнейского-нижневизейского подъяруса. Они в виде непрерывной полосой прослеживаются от р.Бакай на севере до р.Кокпекты на юге, где они срезаны разломом северо-восточного простираения. Отложения визе-серпухова выходят на поверхность в долинах рек Арал-Тобе, Кокпекты, Улетты и представлены морскими терригенными осадками: полимиктовыми известковистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками, мергелями, а также глинистыми, углисто-глинистыми и кремнистыми сланцами. К западному крылу Бакайской мульды приурочено проявление марганцевых руд Арал-Тобе.

Марганценовые отложения гжельского яруса развиты в центральной части Бакайской синклинали в виде полосы северо-восточного направления и прослеживаются от р. Арал-Тобе на севере до р. Кокпекты на юге. Образования гжельского яруса трансгрессивно перекрывают осадки визе-серпухова и верхнего турне-нижнего визе. Слагается толща кремнистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, алевролитами, аргиллитами, отчасти мергелями и полимиктовыми песчаниками. В отложениях гжельского яруса известно рудопроявление марганца Кокпекты.

При наличии в субстрате рудных тел и повышенного содержания марганца во вмещающих породах над коренными месторождениями формируется остаточная кора выветривания типа «марганцевые шляпы», что характерно для месторождений и проявлений марганца Бакайской синклинали. В рудоносной зоне первичные руды полностью изменены – по ним развиты сплошные пирролюзитовые руды. В отдельных прослоях сохранилась лишь органогенная структура известняков и мелкозернистая структура алевролитов. Мощность коры выветривания варьирует от первых метров до 60 м. Перекрывается она отложениями нижнего мела и датируется этим же возрастом.

Практический интерес представляет собой рудопроявление Арал-Тобе, приуроченное к отложениям верхневизейского подъяруса-серпуховского яруса. Рудоносная толща сложена аргиллитами, алевролитами и органогенными известняками с прослоями кремнистых сланцев, полимиктовых и кварцевых песчаников. В

основании разреза залегают тонкоплитчатые молочно-белые и светло-серые кремнистые известняки. Породы смяты в узкие, килевидные складки субмеридионального простирания с падением крыльев от 10...200 до 45...600 к горизонту. Пликативная структура проявления осложнена дизъюнктивными нарушениями сбросо-взбросового и сбросо-сдвигового характера северо-западного и северо-восточного направления. Наличие пострудных срывов и надвигов отвечает формированию проявления во время его становления.

Вмещающие породы рудной толщи характеризуются повышенным содержанием марганца. Рудные скопления марганца представлены пропластками, прослоями, линзами и рудными телами мощностью от первых сантиметров до первых метров, протяженностью от первых дециметров до первых метров. Расположены они на различных гипсометрических уровнях рудной пачки, формируя «рудный пирог» с мощностью рудных тел от 0.5...0.7 м до 2...3 м, протяженностью до первых сотен метров по простиранию и падению. Руды проявления относятся к псиломелан-пиролузитовому ряду силикатно-марганцевой формации.

Спектральным анализом установлены повышенные концентрации меди (0.05...0.15 %), молибдена (0.003...0.006 %) и серебра (0.1...1.5 г/т) во вмещающих и подстилающих породах рудоносной толщи проявления Арал-Тобе, что позволяет предполагать связь минерализации с гидротермальными процессами, а генезис проявления рассматривать как гидротермально-осадочный.

По общегеологическим условиям проявление Арал-Тобе является близким аналогом Аккермановского месторождения Примагнитогорской группы месторождений Южного Урала (Ново-Орское, Кульмское).

В целом, можно констатировать, что марганценовые формации Мугоджар приурочены к южной части Уральской марганцеворудной провинции, а формирование месторождений марганцевых руд расположенных на восточном склоне Урала и Мугоджарских гор (Орь-Илекское поднятие) отвечает единому марганцеворудному процессу.

Литература

1. Гаврилов А.А. 1967г. Марганценовый вулканогенно-осадочный комплекс ордовика Южного Урала и Северных Мугоджар. – М.: Наука.
2. Григорьев В.М., Борисенко Л.Ф., Кравченко Г.Г. и др. Справочник по рудам черных металлов для геологов – М.: Недра, 1985. – С. 287.
3. Металлогения Казахстана: рудные формации, месторождения руд железа и марганца – Алма-Ата, 1982. – 207 с.
4. Сатпаев К.И. Собрание трудов – Алматы, 1998. – Т. 2. – 312 с.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ И КОЛЬЦЕВЫЕ СТРУКТУРЫ РУДНОГО ПОЛЯ «ОГОНЕР» (МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ф.М. Когут

Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Рудное поле Огонер расположено в 250 км к северо-востоку от г. Магадана и в 20 км к юго-востоку от золото-серебряного месторождения Джульетта. Площадь находится в пределах Верхне-Килганинского рудного узла и охватывает верховья рек Килганы, Джугаджаки и Арбутлы в Омсукчанском и Ольском административных районах. Геолого-структурная позиция узла определена его приуроченностью к внешней зоне сочленения Охотско-Чукотского вулканогенного пояса с Балыгычанским районом пологих дислокаций.

По данным поисковых работ, выполненных А.Э. Ливачем, основную часть участка занимает шток гранодиоритового состава (площадь выхода на дневную поверхность – 3,5 км²) и сопровождающие его более мелкие тела гранитоидов ранне-позднемелового охотского комплекса. Гранитоиды прорывают нижнеюрские отложения кивалгинской свиты, представленные песчанистыми и глинистыми алевролитами. Породы штока и вмещающие отложения рассечены единичными дайками гранит-порфиоров охотского комплекса и позднемеловых андезибазальтов.

В зоне экзоконтакта штока шириной 100...200 м вмещающие породы (алевролиты) превращены в кварц-биотитовые роговики. Метасоматические образования рудного поля представлены околожильными метасоматитами березитовой формации. Серицит-карбонат-кварцевые метасоматиты слагают преимущественно маломощные зоны во вмещающих породах. Рудная минерализация рудного поля Огонер по своему составу относится к золото-полиметаллическому минеральному типу золото-полисульфидно-кварцевой формации.

В основу исследований были положены следующие методы: дешифрирование спектрально-зонного космического снимка данной территории; многомерная статистическая обработка данных по вторичным ореолам рассеяния, включая факторный анализ.

В результате дешифрирования космоснимка были выявлены магматогенные кольцевые структуры разных рангов, которые связаны с развитием интрузий. На рис. 1 А представлены кольцевые структуры ранга рудного района, в пределах которого выделяется структура ранга рудного поля с более мелкими кольцами, соответствующими отдельным месторождениям и проявлениям гидротермальной минерализации (рис 1 Б). Данные кольцевые структуры принадлежат рудному полю Огонер, которые являются объектом исследования.

В целом для рудного поля характерна концентрически зональная структура геохимического поля, которая выражена в следующем: для центральной части поля характерна ассоциация Sn, Ag, W и As, Cu, Bi, Au. Затем следует Pb, Zn, Mo ассоциация, а на периферии рудного поля и вдоль рудоконтролирующих структур развиты аномалии Co, Ni, Cr, V, Mn (рис. 2).

Геохимическая зональность рудного поля показывает различные уровни среза на отдельных участках. В центральной части рудного поля уровень среза наибольший, характеризуется Sn, Ag, W высокотемпературной ассоциацией и является ниже-среднерудным. Данный вывод подтверждает слабое проявление As, Cu, Bi, Au аномалии и практически полное отсутствие Pb, Zn, Mo ассоциации (рис. 2). Западная часть поля Огонер имеет уровень среза меньше, и соответствует среднерудному. Это обусловлено тем, что ядерную зону данного участка слагает As, Cu, Bi, Au ассоциация, а по периферии расположена комплексная Pb, Zn, Mo аномалия. В юго-восточной части поля по нашему мнению уровень среза наименьший, характеризуется пространственным совмещением As, Cu, Bi, Au и Pb, Zn, Mo ассоциаций и является средне-верхнерудным.

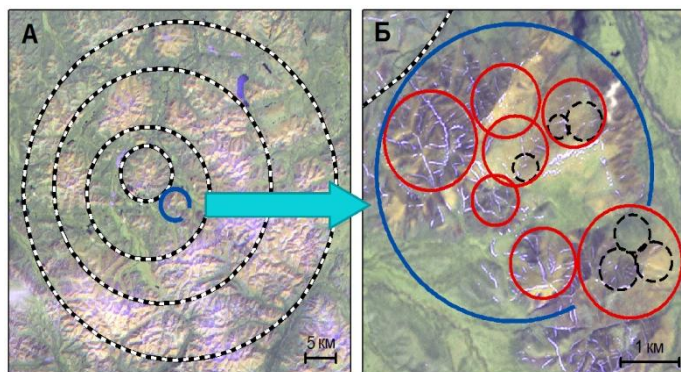


Рис. 1. Магматогенные кольцевые структуры:
 А – ранга рудного района; Б – ранга рудного поля

Нами установлена пространственная взаимосвязь геохимических аномалий с выявляемыми на космоснимках кольцевыми структурами, по которым можно судить об иерархии масштабов процессов: большим кольцам соответствует более масштабный процесс, мелким кольцам – локальный процесс.

Можно предположить, что на этапе становления интрузии на фронте ее движения из глубин земной коры, происходило выщелачивание из вмещающих пород элементов Co, Ni, Cr, V, Mn (микроэлементы темноцветных минералов), которые отлагались затем по периферии интрузии. Данные элементы хорошо коррелируют в факторном анализе, и их аномалия приурочена к кольцевой структуре ранга рудного поля (рис. 2).

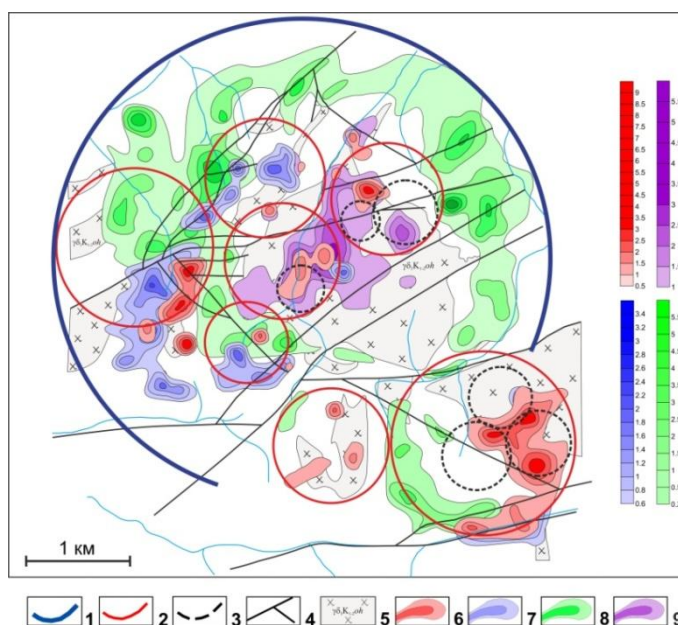


Рис. 2. Распределение геохимических ассоциаций во вторичном геохимическом поле Верхне-Килганинской площади, рудное поле Огонер (по материалам ОАО «Дукатская горно-геологическая компания»): кольцевые структуры: 1) ранга рудного поля; 2) ранга месторождений и рудопроявлений; 3) ранга рудных тел;

4) разрывные нарушения; 5) гранодиориты Охотского комплекса; генерализованные геохимические ассоциации (в изолиниях значений факторов); 6) As, Cu, Bi, Au; 7) Pb, Zn, Mo; 8) Co, Ni, Cr, V, Mn; 9) Sn, Ag, W

На втором этапе вслед за интрузией по разломам поднимаются горячие металлоносные растворы, разделяясь при этом на струи. Данные потоки находят свое отражение в кольцевых структурах ранга месторождений и рудопроявлений. В данных структурах отчетливо наблюдается соседство вложенных и сателлитных колец. Геохимические ассоциации пространственно приурочены к этим кольцам.

Вихревой характер движения флюидов отчетливо проявляется как на первичных геохимических полях, так и во вторичных ореолах [1]. Аномальное геохимическое поле рассматриваемой площади контролируется кольцевой структурой диаметром около 2 км (рис. 2). Наблюдается пространственная сопряженность аномалий мышьяка, меди, висмута, золота и свинца, цинка, молибдена, приуроченных к кольцевым структурам ранга рудных тел и, возможно, связанных с восходящими рудоносными флюидами. Ассоциации Co, Ni, Cr, V, Mn, приурочены к внешней части колец ранга месторождений и рудного поля в целом и связаны, видимо, с нисходящими потоками. Восходящие и нисходящие потоки приурочены к узлам сопряжения разломов различных направлений в пределах кольцевой структуры.

В результате проделанной работы были установлены геохимическая зональность и уровни эрозионного среза рудного поля Огонер, вихревая структура аномальных геохимических полей различных иерархических уровней, обусловленная конвективно-вихревым характером движения гидротермальных флюидов и сопряженностью восходящих и нисходящих потоков.

Проведенные исследования позволяют сделать следующий практический вывод: в данный момент все поисковые работы сосредоточены в центральной части рудного поля, которая на основании нашего анализа имеет ниже-среднерудный уровень эрозионного среза. Более перспективным нам представляется участок, расположенный на юго-востоке рудного поля. Он имеет средне-верхнерудный уровень среза, аномальное геохимическое поле здесь обладает высокой интенсивностью и высокой степенью упорядоченности, что указывает на масштабность возможного оруденения [2]. По нашему мнению поисковые работы необходимо сосредоточить именно на данном участке.

Литература

1. Ворошилов В. Г. Вихревая природа рудогенных геохимических полей // Известия Томского политехнического университета, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 46–51.
2. Ворошилов В. Г. Аномальные структуры геохимических полей гидротермальных месторождений золота: механизм формирования, методика геометризации, типовые модели, прогноз масштабности оруденения // Геология рудных месторождений, 2009. – Т. 51. – № 1. – С. 3–19.

ДИАГНОСТИКА ДИЗЬЮНКТИВНЫХ ДИСЛОКАЦИЙ МЕТОДАМИ НАЗЕМНОЙ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

В.П. Колесник

Научный руководитель доцент М.Д. Заватский

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Развивающаяся приборная и аналитическая база, а также выявление новых геохимических критериев оценки нефтегазоносности позволили геохимии утвердиться в последние годы в ряду геофизических, аэрокосмических и других методов в качестве недорогого, эффективного и перспективного способа повышения достоверности прогноза перспектив на нефть и газ.

Целью данной работы является определение возможности диагностики дизъюнктивных дислокаций методами наземной геохимической съемки для уточнения геологической модели залежи при комплексировании сейсморазведочных и геохимических данных.

В ходе работы изучена достоверность связи аномальных концентраций УВ в приповерхностных горизонтах разреза со строением нефтеносных горизонтов, исследована степень влияния дизъюнктивных нарушений на вертикальную флюидопроводимость осадочного чехла, а также выявлены некоторые закономерности изменения концентраций углеводородов в зоне тектонических дизъюнктивных нарушений.

Основным источником данных о строении осадочного чехла являются сейсмические методы. Однако в ряде случаев характеристики акустического сигнала не дают четкого представления о наличии или отсутствии субвертикальных дизъюнктивных нарушений, особенно, безамплитудных. Для повышения надежности интерпретации исходных сейсмических данных необходим независимый критерий, который позволил бы специалисту сделать выбор в пользу той или иной модели – более «сглаженной», либо «разломной».

Исследования показали, что наличие в поверхностных средах углеводородов (УВ) нефтяного ряда свидетельствует не только о процессе нефтеобразования в осадочном чехле, но и о наличии миграционных каналов сквозь надпродуктивную толщу до поверхности Земли. Установлено, что наиболее контрастные и интенсивные газопроявления наблюдаются в местах, где пласты флюидоупоры теряют свои изолирующие свойства по каким-либо причинам. Это могут быть дизъюнктивные нарушения, стратиграфические и литологические замещения, выклинивания продуктивного комплекса пород к фундаменту и т.д.

Выявленные закономерности дают основания рекомендовать использование данных об интенсивности миграции УВ для повышения надежности локализации дизъюнктивных нарушения в ходе интерпретации сейсмических наблюдений.

Литература

1. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1984 – 238 с.
2. Тиссо Б., Вельте Д., Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981 – 501 с.
3. Хант Дж. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 703 с.

**ХОЛБОЛОК-УРАГИНСКОЕ ПРОЯВЛЕНИЕ АПАТИТА
КАК ПРЕДСТАВИТЕЛЬ НОВОГО ГЕОЛОГО-ПРОМЫШЛЕННОГО ТИПА
А.Г. Корчагин**

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Е.В. Беляев
*Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных
ископаемых, г. Казань, Россия*

Зеленокаменные пояса – позднеархейские тектонические структуры, широко распространенные в пределах кристаллических щитов древних платформ. Пояса залегают среди гранито-гнейсовых куполов раннеархейского возраста и, как правило, имеют с последними тектонические контакты [1]. Гранит-зеленокаменные области (на примере Чаро-Олекминской области, о которой речь пойдет ниже), видимо, представляют собой архейские кратоны или их фрагменты, разделенные подвижными поясами (Алданский гранулитовый массив, Джугджуро-Становая зона и пр.) [2].

Зеленокаменные пояса представляют собой линейные структуры протяженностью в первые сотни километров и шириной в первые километры. Как правило, они имеют сложное двухъярусное строение: нижний структурный этаж сложен метавулканитами (в основании – коматиитами, выше – метадиабазами, амфиболитовыми порфиритами и их туфами), верхний – метаморфизованными терригенными (с подчинением карбонатных) отложениями, включающими прослойки джеспилитов. В химическом составе вулканитов выявлен бимодальный тренд: один максимум соответствует породам кислого состава, другой – основным и ультраосновным породам, что свидетельствует о рифтогенной природе образования поясов [2].

Степень метаморфизма в поясах повышается от срединных частей структур (фашия зеленых сланцев) к их окраинным частям (амфиболитовая, реже – гранулитовая фашии) [1].

Чаро-Олекминская гранит-зеленокаменная область включает в себя позднеархейские троговые и раннеархейские гранито-гнейсовые комплексы западной части Алданского щита. Зеленокаменный комплекс объединяет в себя ряд структур субмеридионального простираения (Олондинская, Саймаганская, Темулякитская и др.), образующих сложную разветвленную систему [2].

Холболук-Урагинское проявление апатита приурочено к метавулканогенно-осадочным толщам восточной части Саймаганского прогиба Чаро-Олекминской области. Зеленокаменные толщи представлены терригенными, карбонатными, кремнистыми и вулканогенными породами формации высокоуглеродистых двуслюдяных и высокоглиноземистых сланцев и кварцитов, претерпевшими метаморфизм зеленосланцевой и амфиболитовой фашии. Апатитоносные породы объединены в продуктивную пачку мощностью 400-700 м, местами достигающей 1000 м, сложенную силлиманит-биотит-кварцевыми и слюдисто-графит-кварц-полевошпатовыми сланцами, кварцитами, скарнированными известняками, магнезиальными скарнами и др.

По результатам поисковых работ и лабораторных исследований Холболукской партии за 1986-1991 г. в пределах проявления выделено три типа апатитосодержащих пород: кварциты, мраморизованные известняки и кальцит-диопсид-кварцевые скарноиды. Апатитовые кварциты представляют собой микро- и мелкозернистые массивные породы, состоящие из апатита (до 80 %) и кварца (до 30 %) с незначительными примесями пироксена и амфибола. Апатитоносные мраморизованные известняки – мелкозернистые неравномернозернистые массивные породы. Апатит-кальцит-диопсид-кварцевые скарноиды – линзовидно-полосчатые породы с чередованием кальцитовых и диопсидовых слоев.

По минерало-петрографическим признакам выделено два типа руд: кварц-apatитовый с содержанием P_2O_5 от 8,61 % до 20,50 % при среднем содержании 12,8 % и апатит-карбонатный с содержанием P_2O_5 от 1,19 % до 8,16 % при среднем значении 4,6 %. В лаборатории ФГУП «ЦНИИгеолнеруд» получены содержания P_2O_5 до 24,55 %.

Наши исследования показали, что апатит слагает однородные тонко- и мелкозернистые массы (до 80...90 % объема породы), выполняющие сложные разветвленные системы жил мощностью от долей мм до первых мм. Апатитовым прожилкам характерна зональность, выраженная в различных размерах слагающих их зерен. Внешние зоны на контакте со скоплениями измененного пироксена или карбонатов сложены зернами апатита размерами 0,05...0,08 мм, внутренние части жил – тонкозернистым апатитом. Зерна апатита в агрегате крупных зерен измененного пироксена достигают размеров 0,15 мм. Подобная закономерность наблюдается и с включениями титаномагнетита в агрегатах пироксена: размеры рудных включений сопоставимы с размерами зерен пироксена (0,3...1 мм). В тонко- и мелкозернистой апатитовой массе размеры этих включений сопоставимы с размерами зерен апатита.

Апатит в породе представлен изометричными или слабо удлинненными зернами, реже короткопризматическими кристаллами, размерами от едва различимых в шлифе до 0,08 мм, редко достигая 0,10...0,15 мм. Отношение длины зерен к их ширине достигает значений 3:1...4:1. Огранка зерен апатита обычно несовершенная, часто вовсе отсутствует. Наиболее ограненные зерна имеют 3-4 четкие грани, остальные их границы либо скругленные, либо имеют сложную форму. Большинство зерен имеют изометричную или близкую к изометричной (иногда сложную) форму и округлые очертания (рис.).

В целом апатитоносные породы расланцованы, что выражено во взаимно параллельной ориентировке апатитовых прожилков. Выделяются две группы минеральных агрегатов: среднезернистая титаномагнетит-апатит-пироксеновая и тонко-мелкозернистая титаномагнетит-апатитовая.

Апробированные прогнозные ресурсы Холболок-Урагинского проявления по категории Р2 составляют 53 млн т. P_2O_5 и представлены богатыми (P_2O_5 более 15 %) и средними (8...15 %) удовлетворительно обогащаемыми рудами: содержание P_2O_5 в концентрате составляет 35 % при извлечении 80 % (исследования выполнены в АТСИЦ ФГУП «ЦНИИгеолнеруд»).

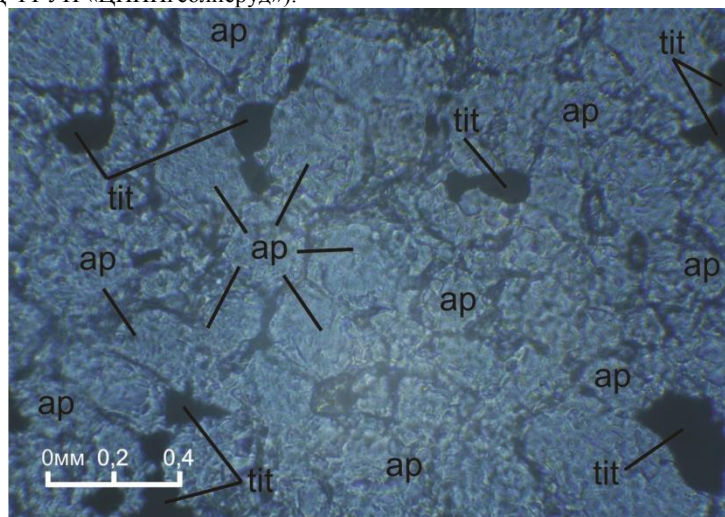


Рисунок. Морфология зерен апатита (фотография шлифа, без анализатора)

Таким образом, Холболок-Урагинское проявление представляет собой крупный промышленно-перспективный объект, несущий средние и богатые по содержанию P_2O_5 удовлетворительно обогащаемые апатит-карбонатные и кварц-апатитовые руды. Приуроченность проявления к зеленокаменным комплексам (ранее не считавшимися апатитоносными) и своеобразие его вещественного состава позволяют предположить о принадлежности его к новому генетическому и минеральному типам апатитоносных объектов. Изложенные материалы свидетельствуют о необходимости дальнейшего проведения на Холболок-Урагинском проявлении научно-исследовательских, тематических и геологоразведочных работ.

Литература

1. Беляев Е.В. К вопросу об апатитоносности зеленокаменных поясов России // Геология и геофизика. – Т. 51. – № 8. – 2010. – С. 1101–1107.
2. Кузнецов В. А. Докембрийские троговые структуры Байкало-Амурского региона и их металлогения. – Новосибирск: Наука, 1985.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В СФЕРЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

И.Д. Котляров

Научный руководитель доцент С.В. Петров

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Классификация запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых (далее для краткости ЗПР) имеет большое значение для обеспечения эффективности горной отрасли, поскольку понимание того, к какой категории относятся запасы (ресурсы) лежит в основе выбора оптимальной стратегии их использования. Иными словами, классификация ЗПР служит инструментом принятия решений в сфере недропользования. Для того, чтобы она могла эффективно выполнять эту функцию, классификация должна удовлетворять следующим условиям:

- она строится по содержательным критериям (т. е. по тем характеристикам месторождения, которые существенно влияют на стратегию его оценки и отработки). Если классификационные критерии никак не связаны с выбором стратегии недропользования, то такая классификация в качестве управленческого инструмента применяться не может;

- каждая группа запасов, выявленная в рамках такой классификации, однозначно привязана к четким и внутренне непротиворечивым критериям и/или рекомендациям, которые обуславливают выбор недропользователем дальнейших действий. В качестве критериев, к которым могут быть привязаны классификационные группировки, в частности, может выступать некоторый набор геолого-экономических, горно-технических и технико-экономических характеристик, однозначно задающий базовые параметры геолого-экономической и стоимостной оценки запасов. Примером рекомендаций может служить привязка геолого-

промышленного типа месторождения к оптимальной технологии добычи [5]. Если таких привязок нет, то недропользователь сам, на основе своих собственных приоритетов определяет, какой стратегии освоения недр придерживаться. Такая классификация служит лишь для целей качественного анализа, быть инструментом принятия решений она не может.

В данной работе мы попытаемся выявить, насколько этим условиям соответствует действующая на сегодняшний день в нашей стране классификация запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых, а также сформулировать рекомендации по ее совершенствованию.

В соответствии с действующей в Российской Федерации классификацией запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых предусмотрены следующие их виды [3]:

по критерию экономического значения: балансовые (экономические, т. е. освоение которых с использованием существующих технологий и при текущих ценах на соответствующее минеральное сырье экономически эффективно), и забалансовые (потенциально экономические);

по критерию степени геологической изученности:

Запасы категорий А, В, С1, С2;

прогнозные ресурсы категорий Р1, Р2, Р3;

по сложности геологического строения (эта классификация относится не к собственно запасам, а к месторождениям): месторождения 1-й, 2-й, 3-й и 4-й групп сложности;

по степени изученности (по этому критерию также классифицируются не запасы, а месторождения): разведанные и оцененные.

Очевидно, что перечисленные классификационные критерии обладают прозрачным экономическим и управленческим смыслом, и, таким образом, первое требование к классификации ЗПР как у управленческому инструменту выполнено. Действительно, критерий экономического значения определяет наличие или отсутствие экономической целесообразности освоения запасов, тогда как критерии степени геологической изученности, сложности геологического строения и степени изученности обуславливают достоверность информации о запасах и, как следствие, уровень связанного с ними риска [6].

Однако, к сожалению, выделяемые по этим критериям категории и группы запасов (прогнозных ресурсов) и месторождений твердых полезных ископаемых в настоящее время пока не привязаны ни к каким-либо конкретным значениям геолого-экономических показателей, ни к рекомендациям по стратегии недропользования. Фактически единственным примером такой привязки являются рекомендованные коэффициенты пересчета различных категорий запасов, выделенных по критерию степени геологической изученности, в условные запасы твердых полезных ископаемых в запасы промышленных категорий ([7]). Отметим, что эта привязка осуществлена не в рамках самой классификации, а отдельным постановлением правительства.

В этом смысле классификация ЗПР твердых полезных ископаемых представляет собой разительный контраст с классификацией ЗПР нефти и горючих газов. Хотя для углеводородов нормативная привязка выделяемых категорий и групп запасов к определенным значениям геолого-экономических и инвестиционных показателей также отсутствует (за исключением коэффициентов пересчета запасов в условные запасы промышленных категорий [7]), однако в настоящее время ведется активная исследовательская работа по формированию такой привязки. Исследователями предложены:

- шкалы премий за риск (используемых при расчете ставки дисконтирования) запасов углеводородов в зависимости от степени геологической изученности [1, 4, 8];

- шкалы премий за риск запасов в зависимости от сложности геологического строения [1];

- рекомендации по выбору методов оценки запасов в зависимости от отнесения их к определенной группе по критерию геологической изученности [2].

Этот перечень позволяет убедиться, что с точки зрения специалистов по экономической геологии углеводородов приоритетным классификационным критерием, от которого следует отталкиваться при оценке ЗПР нефти и газа, является степень их геологической изученности. В качестве второго, вспомогательного критерия выступает сложность геологического строения.

По нашему мнению аналогичная работа должна быть проделана и для ЗПР твердых полезных ископаемых, с последующей нормативной привязкой каждой группы и категории ЗПР к определенному значению ключевых геолого-экономических показателей. Иными словами, каждой категорий ЗПР по степени геологической изученности должно быть присвоено:

- рекомендуемое значение премии (включаемой в ставку дисконтирования) за риск запасов (шкала премий, по нашему мнению, должна строиться по двум параметрам – по степени геологической изученности и по сложности геологического строения). В качестве альтернативного варианта можно предложить использовать рекомендуемые значения поправочных коэффициентов для пересчета чистого дисконтированного дохода с учетом неопределенности запасов полезного ископаемого;

- рекомендуемое значение коэффициента пересчета в условные запасы промышленных категорий. Отметим, что, поскольку коэффициент пересчета и премия за риск служат отражением неполноты нашего знания о запасах полезного ископаемого, то не исключено, что эти два параметра не должны устанавливаться отдельно – напротив, они должны быть связаны определенной зависимостью;

- рекомендуемый метод стоимостной оценки.

Это позволило бы трансформировать существующую классификацию ЗПР твердых полезных ископаемых из инструмента качественного анализа в унифицированный инструмент геолого-экономической и

стоимостной оценки запасов, т. е. полноценно реализовать управленческий потенциал классификации ЗПР по критериям геологической изученности и сложности геологического строения.

Литература

1. Белякова О.О., Захарченко Н.Н., Филатов С.А. Учет факторов риска при реализации инвестиционных проектов в сфере недропользования // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа, 2011. – № 22. Доступно онлайн по адресу: <http://www.oilnews.ru/22-22/uchet-faktorov-riska-pri-realizacii-investicionnyx-proektov-v-sfere-ndropolzovaniya-2/>. Проверено 18.12.2012.
2. Денисов М.Н., Лазарев В.Н., Поздняков Н.И. О методике определения разового платежа за право пользования участком недр (твердые полезные ископаемые) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2006. – № 2. – С. 66–71. Доступно онлайн по адресу: <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/52/145/>. Проверено 25.11.2012.
3. Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Утверждена приказом МПР России от 11.12.2006 № 278. Доступно онлайн по адресу: http://www.mnr.gov.ru/upload/iblock/e4a/4581_prilozh278.doc. Проверено 30.12.2012.
4. Назаров В.И., Калист Л.В. Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов // Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный научный журнал), 2007. – № 2. – Доступно онлайн по адресу: <http://www.ngtp.ru/rub/3/004.pdf>. Проверено 26.12.2012.
5. Перваго В.А. Условия формирования и геолого-экономическая оценка промышленных типов месторождений цветных металлов. – М.: Недра, 1975. – 272 с.
6. Порцевский А.К. Систематизация признаков сложноструктурных месторождений // Горный журнал, 2006. – № 1. – С. 30–33.
7. Постановление Правительства РФ от 13 августа 2012 г. № 821 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 4 февраля 2009 г. № 94». Доступно онлайн по адресу: <http://base.garant.ru/70215132/>. Проверено 30.12.2012.
8. Санников А.А. Механизм формирования критерия выбора управленческих решений при стратегическом планировании. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. экон. наук. Уфа: Уфимский научный центр РАН, 2007.

РАДИОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РУДОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ХИАГДИНСКОГО РУДНОГО РАЙОНА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДЫБРЫН» (РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ)

С.В. Краморенко

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Дыбырн расположено на территории Баунтовского района Республики Бурятия в верховьях рек Дыбырн и Джилинда на северо-западном склоне Байсьханского поднятия, в 15 км к северо-западу от Хиагдинского месторождения и является составной частью Витимского урановорудного района, в геологическом строении которого принимают участие кайнозойские континентальные отложения терригенно-базальтовой формации, перекрывающие неогеновые сероцветные конгломераты, гравелиты, пески, глины, горизонты диатомитов, погребённых почв и торфов, обогащённые природными восстановителями биогенного происхождения.

Рудоносные осадочные отложения выполняют ложе истоков Аталангинской палеодолины. Протяженность палеодолины в границах месторождения составляет 14 км, ширина 1300 м. Длина долин правых боковых притоков колеблется от 1 до 4 км, при ширине 400...600 м. На месторождении установлена одна рудная залежь сложной формы. Залежь прослежена в СВ направлении на 8660 м при средней ширине 9 м и мощности 1,9...19,9м.

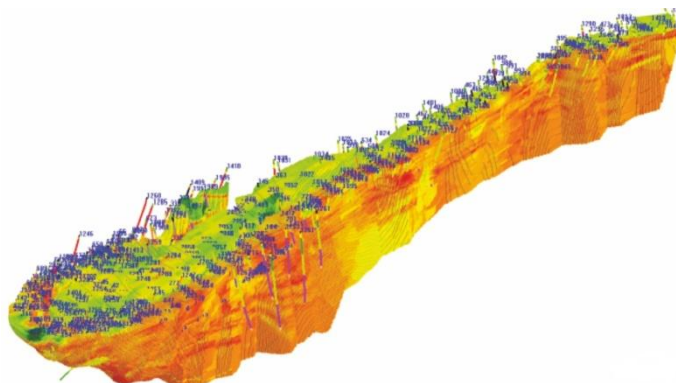


Рис. 1. Трёхмерная модель распределения КПП по контуру центральной залежи месторождения Дыбырн

Наибольший интерес из общего круга решаемых задач представляет процесс выявления закономерностей характера распределения уранового оруденения. Основным поисковым методом определения границ урановой минерализации является анализ изменения гамма-активности в скважинах. Гамма каротаж заключается в регистрации гамма-излучения естественных радиоактивных элементов горных пород (U, Th, K) по разрезу скважины. Поскольку большинство скважин проводится без отбора керна, геофизические исследования скважин (ГИС) являются основным, а зачастую и единственным методом получения наиболее полной информации об особенностях геологического разреза и характеристик уранового оруденения по каждой скважине.

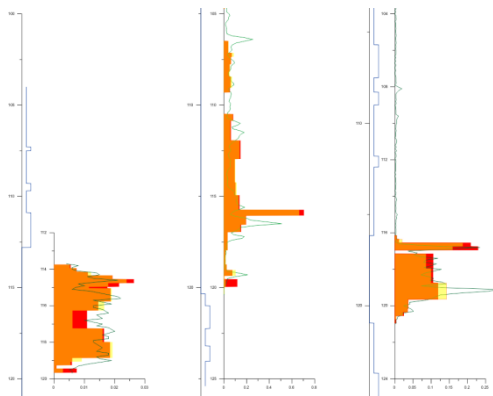


Рис. 2. Графики распределения КРР по объединённым интервалам внутри рудоносной толщи

Главной особенностью руд данного генезиса является нарушение радиоактивного равновесия в урановом ряду связано с процессами разделения миграции урана и продуктов его распада, а также с эманированием руд.

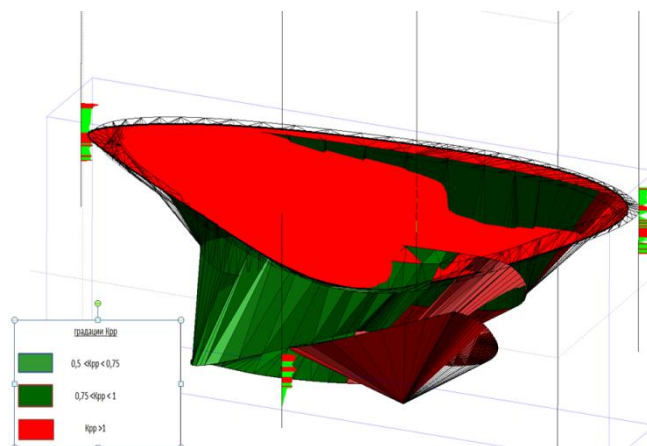


Рис. 3. 3-D модель распределения КРР внутри контура разведочной линии 829

Количественно нарушение радиоактивного равновесия характеризуется коэффициентом радиоактивного равновесия (К_{рр}), под которым понимают отношение количеств данного изотопа к родоначальнику ряда распада, причём количество обоих элементов выражают в единицах равновесного с ним урана. К_{рр} между ураном и радием высчитывается по формуле:

$$K_{pp} = \frac{C(Ra)}{C(U)} \times \frac{1}{3,4 \times 10^{-2}}, \text{ где содержания урана и радия приведены в массовых долях или в процентах.}$$

При сохранении радиоактивного равновесия коэффициент равен единице, Если К_{рр} < 1, равновесие сминуто в сторону урана если К_{рр} > 1, то в сторону радия. Различают локальные и зональные нарушения радиоактивного равновесия. При локальном нарушении пространственное разобщение урана и радия невелико и сглаживается для больших объёмов руды. Локальные нарушения, связаны с миграцией радия.

На месторождении установлена характерная для всех гидротермальных месторождений зональность в распределении К_{рр} вкост простирания рудных тел. Проявлена она в наличии вокруг урановорудных тел внешних радиевых оторочек, а также внутренних радиевых ореолов, встречающихся на границе окисленных пород. Из этого был сделан вывод, что для учета радиевых ореолов у границ рудных интервалов при интерпретации необходимо использовать зависимости бортовой концентрации радия от средней концентрации радия в рудных интервалах.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ И МИКРОТВЕРДОСТЬ ПИРИТОВ МЕДНО-КОЛЧЕДАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «КИЗИЛ-ДЕРЕ» (ГОРНЫЙ ДАГЕСТАН)**А.А. Кушиев**

Научный руководитель профессор И.А. Богуш

Южно-Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Месторождение Кизил-Дере является крупнейшим медно-колчеданным объектом Кавказа. Оно расположено в Горном Дагестане в юрской черносланцевой полосе. В черносланцевой полосе Горного Дагестана (Самур- Белореченская и Приводораздельная металлогенетические зоны), выявлено 750 рудопоявлений и точек рудной минерализации. В настоящее время остро стоит вопрос генетической типизации сульфидных проявлений для выделения генетических аналогов месторождения Кизил-Дере.

Как показали исследования И.Б. Полищука, О.А. Осетрова, М.М. Курбанова, В.Г. Рылова, В.У.Мацапулина и других исследователей руды медноколчеданного месторождения Кизил-Дере, наряду с господствующим пиритом, содержат халькопирит, пирротин и сфалерит. Адекватно отражая генетическую принадлежность руд разных участков залежей месторождения Кизил-Дере, в их составе присутствуют и соответствующие генетические типы пирита. В рудах месторождения Кизил-Дере выделены все генетические типы колчеданных руд и типы пирита, специфичные для субмаринного гидротермально-осадочного рудогенеза.

Пирит – ведущий и доминирующий минерал колчеданного оруденения, определивший название этого класса месторождений. В субмаринных колчеданных месторождениях гидротермально-осадочного происхождения сочетаются пириты различных морфогенетических типов: осадочные, диагенетические, гидротермально-метасоматические (автобластические и метасоматические) и метаморфические выделенные типы пирита характеризуются типоморфными структурными, текстурными, анатомическими и физическими параметрическими показателями. Все эти генетические различия пирита одновременно встречаются только в гидротермально-осадочных залежах и месторождениях. Эта закономерность позволяет однозначно решать образную задачу - определять и выделять гидротермально осадочные месторождения. Практика показала, что все промышленные типы колчеданных месторождений Кавказа относятся именно к этому генетическому типу.

По данным исследований И.А.Богуша, М.М. Курбанова, В.Г. Рылова В.М. Труфанова [1] месторождение Кизил-Дере относится рудным образованиям гидротермально-осадочного процесса. Уникальность этого месторождения заключается в том, что оно относится к гидротермально-осадочным месторождениям черносланцевых толщ и имеет «псевдосекущие» осадочные рудные тела.

Для разработки экспрессного метода генетической типизации сульфидных рудопоявлений Горного Дагестана нами исследованы руды и пириты эталонного месторождения Кизил-Дере. Коллекция этих руд собрана И.А. Богушем при минералогическом картировании месторождения Кизил-Дере. Исследования руд этого месторождения проводилось в полированных шлифах с исследованием структур и микротвердости пирита, ведущего минерала руд колчеданных проявлений.

При исследовании руд под микроскопом были выявлены следующие структурные различия пирита: диагенетические (микронефриты и фрамбоиды), метасоматические и метаморфогенные. Исследования микротвердости пирита, позволяют выделить генетические различия этого минерала даже при однородных структурах руд, в которых структурные признаки типов выражены слабо или отсутствуют[2].

Как правило, в рудах гидротермально-осадочных месторождений в одном образце могут присутствовать две (три) генетические разновидности пирита. Эти разновидности представлены сочетаниями реликтового осадочного пирита и гидротермально-метасоматического пирита более позднего рудообразующим процессе. Часто к этим двум разновидностям пирита присоединяется третий тип – метаморфогенный пирит. Все эти типы пирита обнаружены по морфологическим признакам в рудах месторождения Кизил-Дере.

Микротвердость пирита измерялась на приборе ПМТ-3 при нагрузке на индентор 100 г с выдержкой под давлением 15 сек, по известной методике [3]. Оценка микротвердости проведена статистически, с выборкой 51 единичных замеров в одном образце. Такое количество замеров позволяет выделять на гистограммах типоморфные значения пиков микротвердость пирита. По этим замерам составлялись гистограммы с выделением характерных пиков, по которым оценивалась доля генетических различий в пределах зерен пирита. Всего было исследовано 8 образцов пирита с общим числом замеров микротвердости 408 точек (рис. 1).

Каждый из выделенных генетических типов на гистограммах фиксируется определенными пиками в типоморфных интервалах значений показателя микротвердости. Для осадочных пиритов микротвердость характеризуется минимальными показателями 10811 МПа. Гидротермальный-метасоматический пирит имеет более высокое значение микротвердости: 14320 МПа, максимальную твердость – более 12700 и до 15000 МПа имеет автобластический пирит. Результаты измерения микротвердости образцов конкреций пирита, показали, что минимальная микротвердость наблюдается в тонкозернистом, вкрапленном пирите.

На гистограмме (рис. 1, I) очень четко выделяется массив типоморфных показателей осадочно-диагенетически типа пирита (10811 МПа). Очень слабо проявлен пик гидротермального пирита (13770...14770 МПа).

Аналогично совместное нахождение двух генетических типа пиритов так же представлены на гистограмме (рис. 1, D). Здесь выявлены типоморфные показатели метасоматического (12190...13190 МПа) пирита и метаморфогенного (14245 МПа) пирита. Присутствие исходного осадочного пирита слабо проявляется значения (11190...12190 МПа). Этот пик сливается со значениями метасоматического пирита.

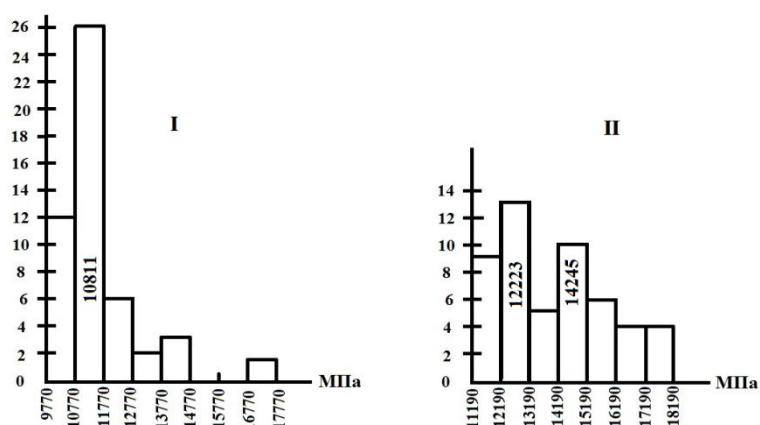


Рис. 1. I Гистограмма микротвердости пирита гидротермально-осадочных руд. Пик гистограммы со значением осадочно-диагенетических пиритов. II. Гистограмма гидротермальных руд. Пики гистограмм соответствуют метасоматическому пириту (12190 МПа) и его метаморфизованной разности (14245 МПа)

Выводы:

Проведенные исследования руд месторождения Кизил-Дере показывают, что микротвердость пиритов является ярко выраженным типоморфным показателем пирита.

Для генетической типизации колчеданных рудопроявлений и точек минерализации показатель микротвердости проявлений может служить надежным критерием выделения гидротермально-осадочного оруденения. Практика показала, что гидротермально-осадочный процесс дает промышленно ценные колчеданные объекты. Проявления чисто метасоматического или осадочного пирита образований, не относятся к промышленно ценным.

Таким образом, экспрессный и дешевый метод изучения микротвердости пирита руд, позволяет прогнозировать рудные объекты промышленной ценности.

Литература

1. Богуш И.А. Микротвердость и морфогенетические разности дисульфидов железа медноколчеданных руд Северного Кавказа // Диагностика и диагностические свойства минералов – Наука, 1981. – С. 231–237.
2. Богуш И.А., Курбанов М.М., Рылов В.Г., Труфанов В.Н. Новые представления о генезисе медноколчеданного месторождения Кизил-Дере // Проблемы геологии, оценки и прогноза полезных ископаемых юга России. Докл. Новочеркасск, 1995. – С. 55–57.
3. Лебедева С.И. Микротвердость минералов. – М.: Недра, 1977. – 113 с.

СТАДИЙНОСТЬ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ ТОПОЛЬНИНСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ (ГОРНЫЙ АЛТАЙ)

О.В. Логвиненко

Научный руководитель профессор А.К. Мазуров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топольнинское рудное поле расположено в Горном Алтае на северо-западной окраине Алтае-Саянского сектора Урало-Монгольского складчатого пояса. Рудное поле площадью около 50 км² расположено в зоне экзоконтакта двух пространственно разобщенных небольших массивов Топольнинской интрузии пестрого (от тоналитов до субщелочных гранитов) состава – Караминского и Топольнинского. Вмещающие интрузию породы характеризуются переслаиванием туфогенно-осадочных и карбонатных пород продуктивной толщи, широким развитием разновозрастных дайковых комплексов пестрого состава, значительным ороговикованием образований продуктивной толщи, формированием контактовых и инфильтрационных скарнов, наличием проявлений и месторождений коренного и рассыпного золота [4].

Изучение минерального состава пород и руд Топольнинского рудного поля базировалось на детальном картировании горных выработок (канавы, скважины), а также на использовании макроскопических и микроскопических данных, полученных при изучении текстур и структур пород и руд, а также, соотношений главных рудообразующих минералов. Рабочая коллекция образцов и проб руд и вмещающих пород включала более 200 единиц. Вещественный состав, структурно-текстурное строение вмещающих пород и руд, и последовательность минералообразования устанавливались при макро- и микроскопическом изучении полированных и прозрачных шлифов и штуфов с использованием поляризационного микроскопа ПОЛАМ Р-312.

Все исследователи месторождений скарново-золоторудной формации и, Топольнинского рудного поля в частности [1, 2, 4, 5], описывают минералогию руд как относительно простую. По их данным, рудам месторождений свойственен один и тот же набор рудных и жильных минералов, хотя количественные

соотношения их меняются от месторождения к месторождению и даже в рудных телах одного и того же объекта. Имеющиеся сведения о вещественном составе руд Топольнинского поля не противоречат этому выводу, однако полученные нами новые аналитические данные позволили более детально охарактеризовать минералогические особенности руд и вмещающих пород.

Наиболее распространенными рудными минералами оказались: пирротин, пирит, арсенопирит и халькопирит; менее проявлены – сфалерит, молибденит, борнит (?) и галенит (?).

Ниже приводятся краткие характеристики рудообразующих минералов, особенности их сростаний в процессе минералообразования.

Пирротин широко развит в рудных горизонтах. Для него весьма характерны скопления разномасштабных агрегатов, насыщенных включениями и каёмками халькопирита. Однако нередко наблюдаются прожилковидные выделения и обособления пирротина и без видимых включений халькопирита, но с включениями кварца и сфалерита. Вероятно, это может свидетельствовать о более поздней кристаллизации пирротина без примеси халькопирита.

Пирит распространен в рудных горизонтах и в измененных породах. Для пирита типичны разнообразные формы выделения: агрегатные, зернистые, прожилковые, метакристаллы. Нередко пирит образует тесные сростания с пирротинном и арсенопиритом. На основе изучения возрастных соотношений на данный момент была выделена только одна генерация пирита – катаклазированные, трещиноватые, брекчированные крупные (до 20 мм) зерна выраженной кристаллографической формы.

Таблица

Схема последовательности минералообразования на участке Лог 26

Минералы	Стадии, ассоциации			
	Арсенопирит-пирротинная	Пирротин-пирит-арсенопирит-сфалерит - халькопиритовая	Молибденит-халькопирит-галенит-сфалеритовая	Борнит-халькопиритовая
Пирротин	—	—		
Пирит		—		
Арсенопирит	—	—		
Халькопирит			—	—
Молибденит			—	
Борнит				—
Сфалерит		—	—	
Галенит			—	
Тектонические подвижки, интенсивность их проявления		↑	↑	↑
Текстуры	Вкрапленная, прожилковая, трещиноватая, брекчированная			
Структуры	Идиоморфнометазернистая, гранобластовая, аллотриоморфнометазернистая, структуры распада			
Температура, °С		>400...350*		275*

Примечание: * – приблизительная температура распада твердого раствора [3]

Арсенопирит распространен в меньшей степени, чем пирротин и пирит, но в отдельных образцах может быть одним из основных минералов. Анализ взаимоотношений арсенопирита с другими сульфидами и жильными минералами показал, что в рудах Топольнинской площади присутствуют как минимум две генерации арсенопирита. Арсенопирит I встречается в виде идиоморфных, часто раздробленных и деформированных выделений, которые обычно встречаются в сростаниях с пирротинном I. Ромбовидные кристаллы арсенопирита II, как правило, находятся среди сфалерита, халькопирита, кварца и кальцита.

Халькопирит часто наблюдается в сростаниях со сфалеритом и пирротинном. Халькопирит присутствует в виде разнообразных по форме и величине включений в сфалерите. Выделены три генерации халькопирита. Халькопирит I образует сростания с пирротинном и пирритом, цементируя раздробленные кристаллы последнего. Халькопирит II проявлен в виде включений в сфалерите, которые имеют самые разнообразные формы: округлые, точечные, идиоморфные, скелетные, нитевидные и другие. Размеры их – от субмикроскопических (пылевидных) до 1...2 мм. Нередко количество включений халькопирита достигает до 40 % на площади агрегата зерен сфалерита. Распределение включений хаотичное и закономерное, если они приурочены к плоскостям спайности сфалерита, двойниковым швам, дислокациям, дефектам в кристаллах, границам зерен. Часто наблюдается сегрегация и укрупнение включений в центральных частях выделений сфалерита. Детальные микроскопические исследования характера распределения включений халькопирита в сфалерите показывают, что они могли возникнуть в результате замещения сфалерита халькопиритом, как продукты распада твердого раствора с последующим их перераспределением и укрупнением. Халькопирит III микровключения в молибдените.

Рассматриваемая ниже *рабочая* схема (табл.) последовательности формирования руд рудопроявления Лог 26 основана на результатах изучения текстурных и структурных особенностей руд и возрастных соотношений только рудных минеральных агрегатов и не включает в себя околорудные и жильные минералы. Эта схема согласуется с рассмотренными ранее стадиями минералообразования на других скарново-золоторудных месторождениях, в частности на месторождениях Синюхинское, Натальевское, Лебедское и Майское [2]. Она также в общих чертах отвечает направленности минералообразующего процесса в рудной зоне Топольнинского рудного поля [1, 4], но немного уточняет её в связи с выделением разных по последовательности образующихся минеральных ассоциаций именно для участка Лог 26.

Литература

1. Бедарев Н.П., Гусев А.И. Геология и золотоносность Топольнинского рудного поля Горного Алтая // Руды и металлы, 1978.
2. Вахрушев В.А. Минералогия, геохимия и образование месторождений скарново-золоторудной формации. – Новосибирск, 1972.
3. Исаенко М.П., Афанасьева Е.Л. Лабораторные методы исследования руд. – М.: Недра, 1992.
4. Семенов Б.Г. Стадийность золотооруденения Топольнинского рудного поля на севере Горного Алтая // Природные ресурсы Горного Алтая 2004. – № 4.
5. Синяков В.И. Геологические и физико-химические модели процессов скарнового рудообразования. – Новосибирск, 1978.

РУДНО-МАГМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЗИАЭТДИНСКОГО ГОРНОГО ПОДНЯТИЯ (ТЯНЬ-ШАНЬ, УЗБЕКИСТАН)

Д.А. Маматов

Научный руководитель научный сотрудник Ю.Б. Ежков
Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов, г. Ташкент,
Республика Узбекистан

Зиаэтинское горное поднятие (ЗГП) выделено в структуре северо-западных горных возвышенностей Центрального Тянь-Шаня. В геолого-структурном отношении поднятие входит в состав Рабинджан-Катармайской структурно-формационной зоны, основу которой образуют две формации (рис., А) – вулканотерригенная (PR₃-R₃) и флишевая (Pz). Вулканотерригенная формация сложена в основании альбит-кварц-слюдистыми сланцами с прослоями мраморов, мраморизованных известняков, доломитов, ортосланцев, кварцитов, метабазитов (щелочно-оливин-базальтовая формация). Верхняя часть формации – филлиты, кварц-серицитовые сланцы с прослоями метабазитов, известняков, доломитов, конгломератов. Мощность пород формации 2450 м. Флишевую формацию представляют песчаники, сланцы, туфы пизолитовые, кремнистые сланцы.

Блок палеозойских пород образован глинисто-серицитовыми сланцами, песчаниками, алевролитами с прослоями известняков, доломитов, кремнистых сланцев и конгломератов саппенской свиты. Мощность пород свиты 650...700 м.

Опираясь на результаты геолого-структурных, минералого-геохимических и геофизических исследований, проведенных на территории Зиаэтинского горного поднятия (ЗГП) в последние годы, нами составлена модель его металлопродуктивности, основу которой создали ареалы комплексной реальной рудоносности (рис., В).

Ареалы представляют собой геологическое пространство, охватывающее минерализацию всех типов – от месторождений и рудопроявлений до рудных точек и интенсивных геохимических аномалий, как правило, замыкающих внешние контуры ареалов.

Установив рудно-геохимическую специализацию ареалов, а этим их роль в создании рудоносного потенциала ЗГП, мы подошли к выделению понятия «рудно-магматическая система» (РМС), устанавливающая источники рудного вещества, транспортные пути и сферы рудокализации трансмагматических (сквозьмагматических по Д.С. Коржинскому) растворов-флюидов.

Рудно-магматическая система, определяющая металлопродуктивность ЗГП создана, по нашему мнению, рудоносными дифференциатами скрытого широтного гранитоидного плутона, сателлиты которого обнажены на дневной поверхности (рис., А).

Векторы (стрелки) миграции рудоносных растворов-флюидов с глубинных уровней плутона приведены на рисунке (рис., В).

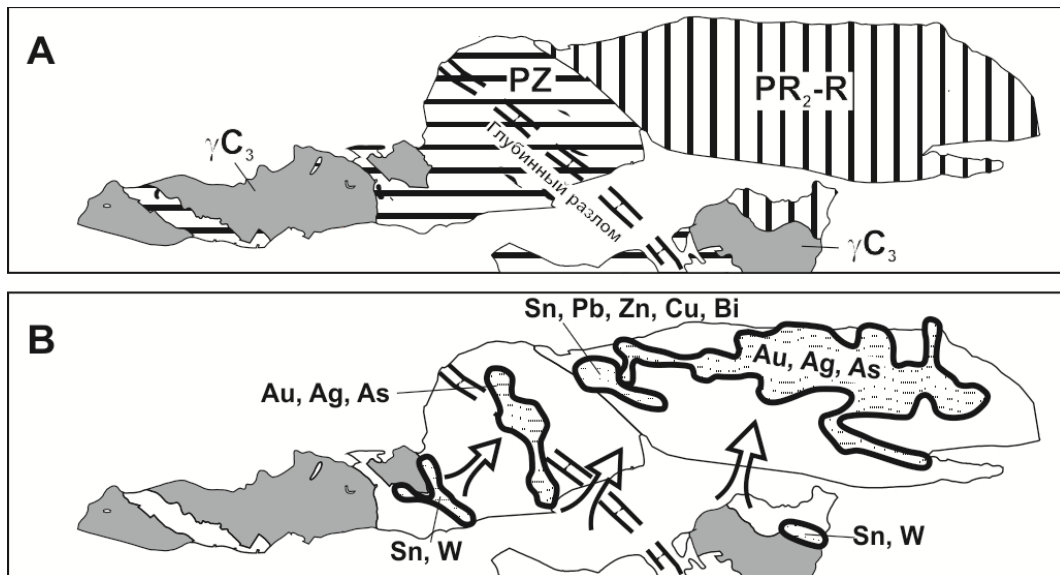


Рисунок. Геологическое строение (А)
и рудно-магматическая система (В) Жезтеддинского горного поднятия

Следует сказать, что в сателлитах скрытого гранитоидного плутона, в их эндо- и экзосферах отмечена оловянная (касситерит) и вольфрамовая (шеелит) минерализация, развивающаяся в виде ареалов в высоко- и среднетемпературных грейзен-березитовых образованиях и зонах скарнирования, сопровождаемого жильным окварцеванием в участках дробления.

Золоторудная минерализация ареалов относится к золото-сульфидно-кварцевой формации, по содержанию в рудах сульфидов – к убого-сульфидной (до 2 %) и малосульфидной (до 5 %). По морфологическим особенностям, условиям залегания и внутреннему строению рудных тел выделяются их следующие типы: жилы и минерализованные зоны в вулканогенно-терригенных породах; штокверки в покровах вулканитов основного состава.

Из известных рудных тел два относятся к штокверковому, остальные к минерализованным зонам и жильному типам. Протяженность рудных тел до 200 м (средняя – 90 м. Сложность морфологии тел определяется их волнистостью, как по простиранию, так и по падению, неравномерной мощностью, где пережимы от 0,2 м чередуются с раздувами. Средняя мощность 2,0...3,0 м. Простирание большинства рудных тел субширотное (70°...125°), отдельные – северо-восточное (30°...60°) и меридиональное (350°...10°). Падение крутое до 90° в обоих направлениях.

Вещественный состав рудных тел изменчив и характеризуется рядом разновидностей пород, образовавшихся в результате дробления, катаклаза и гидротермального преобразования: жильные тела кварца, кварцевых брекчий – 11,9 %; кварц-сланцевые брекчий – 13,3 %; брекчий окварцованных сланцев – 19,1 %; окварцованные сланцы различного состава – 42,7%; окварцованные измененные вулканиты основного состава – 6,6 %; окварцованные диоритовые порфириды – 4,8 %; окварцованные гранодиорит-порфиры – 1,6 %.

Размещение всех разновидностей измененных пород, как по мощности, так и по простиранию мозаичное. Жильные тела кварца и кварцевых брекчий размещаются в виде прерывистых маломощных тел. Кварц белый, серый, темно-серый трех генераций.

Минералогическую матрицу рудных тел составляет кварц – 42,4...59,8 %. Полевых шпатов – 17,2...34,8 %, биотита (частично разложенный), мусковита, серицита – 3,9...13,4 %, хлоритов – 2,0...10,8 %, карбоната – 2,0...4,3 %, амфибола (частично разложенный) до 12,5 %, пироксена (частично разложенный) до 0,3 %, эпидота, цоизита, лейкоксена – 0,1...2,4 %, гидроокислов железа – 0,3...2,3 %, углеродистого вещества – 0,1...1,9 %, пирита, пирротина – 1,5...4,9 %, прочих рудных минералов – 0,1...0,3 %, аксессуарных (рутил, сфен, апатит, циркон, турмалин) – 0,5...0,9 %. Рудные минералы, включая зону окисления, представлены самородными золотом и серебром, кюстелитом, кераргиритом, пиритом, пирротинитом, сидеритом, лимонитом, гетитом, арсенопиритом, скородитом, питтицитом, сфалеритом, смитсонитом, галенитом, халькопиритом, ковеллином, халькозинитом, борнитом, теннантитом, блеклой рудой, малахитом, медной зеленью, джемсонитом, буланжеритом, псиломеланом, вернадитом, ярозитом.

Золото самородное, как крупное, так и мелкое (от тысячных долей до 0,6x0,8 мм), встречается в кварце по стенкам пустот и возле них, по микротрещинам около вкрапленников пирита, в катаклазите, заполняющем межосколочные промежутки в брекчий, в милонитовом цементе кварц-сланцевой брекчий и в сульфидах (очень редко). Золото амёбовидное, комковое, жилковидное, пластинчатое, дендритовидное, губчатое и монолитное, чешуйчатое, каплевидное, пленочное.

Ареал оловорудной минерализации локализован на границе палеозойского и докембрийского блоков, также являясь составной частью Рабинджан-Катармайской металлогенической зоны. Минерализация олова и его парагенов (Pb, Zn, Cu, Bi) связана с кварцево-сланцевой брекчий, выполняющей разломы СЗ и СВ направлений. На западном погружении катармайской антиклинали, в аналогичной брекчий располагаются месторождение

Кармана и одноименное рудное поле, которое сложено осадочно-метаморфическим песчано-алевролитовым комплексом, прорванным дайками гранодиорит-порфиоров, диоритовых порфириров и лампрофиоров и осложненным системой северо-западных (рудолокализирующих) и меридиональных (рудоконтролирующих) разрывов.

В пределах Карманинского рудного поля проведены детальные поиски, а на его центральном участке поисково-оценочные работы, установлены рудные зоны (Северная, Первая, Промежуточная, Южная), сложенные интенсивно измененными и минерализованными породами: серицит-кварц-турмалиновые метасоматиты и карбонат-кварц-серицит-пиритовые березитоиды. Протяженность зон от 300 до 1800 м, мощность от 1,0 до 40 м. На глубину зоны прослежены скважинами до 300...400 м.

Оруденение принадлежит к силикатно-касситеритовому типу, в котором обособленно развита минеральная ассоциация сульфостиннатов, которая в процессах минералообразования силикатно-касситеритового типа рядом исследователей рассматривается как наиболее поздняя, завершающая процесс рудоотложения на месторождении Кармана.

В пределах рудных зон выделены оловорудные тела, представленные ветвящимися кварц-турмалиновыми и сульфидными жилами, линзовидными телами и прожилковыми зонами. Рудные тела имеют протяженность от 100 до 300 м, содержание олова в среднем 0,25 %.

В процессе изучения месторождения установлены исключительная сложность размещения обогащенных участков рудных жил и их морфологии (рудные столбы), резкая неравномерность распределения оловянного и парагенного оруденений, что существенно затрудняет оценку объекта.

Таким образом, проведенные исследования позволяют охарактеризовать рудно-магматическую систему ЗГП как разновекторную, многометалльную и рудно-полиформационную, реальное проявление которой в перспективе рудоносности ЗГП далеко не исчерпано. Нарращивание металлогенического ресурсного потенциала поднятия возможно постановкой детальных геологоразведочных работ на скрытых погруженных флангах и глубоких горизонтах объектов в пределах и за границей очерченных ареалов.

СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ АЛБАЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ)

О.А. Маслова

Научный руководитель доцент Р.Н. Иванова

**Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия**

Албазинское золоторудное месторождение расположено в районе им. Полины Осипенко Хабаровского края. В структурном плане месторождение расположено в Ульбанской структурно-формационной зоне Сихотэ-Алинской складчатой области. При региональных металлогенических исследованиях выделена Амгунь-Конинская металлогеническая зона.

По структурно-вещественным параметрам геологических комплексов на данной территории устанавливается три структурных этажа.

Нижний структурный этаж сложен сильнодислоцированными осадочными отложениями триасово-юрского возраста. Представлены они четырьмя подразделениями (снизу вверх): кремнистая, песчаниковая толща, демьяновская и эльгонская свиты.

Кремнистая толща по составу разделяется на две части. Нижняя сложена алевролитами и аргиллитами, в которых встречаются единичные маломощные (1...5 см) прослои мелко-тонкозернистых песчаников. Верхняя часть толщи более пестрая по составу. Сложена она кремнистыми и кремнисто-глинистыми породами, алевролитами и спилитами. Переслаивание кремнистых пород и алевролитов через 1...10 см, прослои спилитов имеют мощность от 2 до 20 м.

Песчаниковая толща более однородна по составу. Сложена она преимущественно темно-серыми мелкозернистыми песчаниками, реже встречаются среднезернистые разности. Единичные прослои алевролитов мощностью до 1 м, редко более, тяготеют к низам толщи. Здесь же встречаются маломощные прослои седиментационных брекчий.

Демьяновская свита. Сложена, свита на 60...70 % песчаниками мелко- и среднезернистыми, характерного розовато-серого цвета. В песчаниках встречаются тонкие прослои, обогащенные растительным детритом. Алевролиты и глинистые сланцы встречаются в пачках ритмичного чередования с песчаниками.

Эльгонская свита. По составу разделяется на три части.

Нижняя часть свиты мощностью 720...900 м представляет собой грубо чередующиеся средне-крупнозернистые песчаники, гравелиты и мелкогалечные конгломераты. Средняя часть свиты, представлена ритмично переслаивающимися через 5...20 см мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Отличительной чертой алевролитов является наличие неясной слоистости и текстур «взмучивания». Мощность средней части свиты от 450 до 500 м.

Верхняя часть свиты преимущественно песчаникового состава, в нижней ее части пачка гравелитов и конгломератов мелкогалечных, выше гравелиты встречаются в виде маломощных (до 2 м) единичных прослоев.

Терригенно-осадочные отложения района смяты в складки северо-восточного, субширотного простирания (азимут простирания 60...80°), которые в целом образуют структуру первого порядка – горст-антиклиналь. Складки более мелкого порядка имеют размах крыльев от 100 до 500 м.

Средний структурный этаж представлен позднемеловыми и эоценовыми магматическими породами, которые занимают до 20 % площади. Выделено три комплекса магматических пород:

1. Позднемеловой андезит-риолитовый комплекс, представленный вулканическими и субвулканическими породами;

2. Позднемеловой гранодиоритовый комплекс;

3. Эоценовый базальтовый комплекс, представленный единичными дайками базальтов.

Дайки риодацитов позднемелового комплекса в большинстве случаев гидротермально изменены до серицит-кварцевых метасоматитов. Более поздние гидротермалиты – это прожилки кварца и кальцита мощностью 1...10 мм, редко больше.

Зоны окварцованных пород расположены как в метасоматитах, так и в осадочных породах. Реже прожилковое окварцевание наблюдается в эндоконтактовых частях даек микродиоритов. Мощность зон измененных пород от нескольких метров до 100 м.

С позднемеловым андезит-риолитовым комплексом пространственно тесно связаны промышленные рудные тела Албазинского месторождения.

Верхний структурный этаж сложен четвертичными рыхлыми отложениями. Представлены они современными и позднечетвертичными аллювиальными отложениями: галечниками, песками, илами, глинами.

Границы Албазинского рудного поля, в связи с недостаточной изученностью, окончательно не установлены. Относительно достоверно выделяется Албазинская рудоносная структура, которая с различной степенью детальности прослежена пока на расстояние около 5 км в полосе шириной до 500 м. Простирается структура северо-западное (азимут 330...350), падение на северо-восток под углом 30...60°.

Оруденение контролируется дайками риодацитов и сопряженными с ними дайками микродиоритов. Гидротермально-измененные породы, с которыми связано оруденение, развиты по песчаникам, риодацитам, дацитам, реже по микродиоритам.

Мощность зон измененных пород от 20 до 100 м. Вмещающими породами для даек служат песчаниковая и кремнистая толщи. Промышленные рудные тела расположены преимущественно в песчаниковой толще.

Рудные тела, представленные разнообразными гидротермально и тектонически измененными породами, прослежены по простирацию на 400 м, по падению на 180...230 м. При детальном петрографическом картировании рудных зон выявлены: тектонические брекчии смешанного состава, сцементированные серицит-карбонат-кварцевым агрегатом («рудные брекчии»); брекчированные и прожилково-окварцованные серицит-карбонат-кварцевые метасоматиты по риодацитам; серицит-карбонат-кварцевые метасоматиты по риодацитам; тонко прожилково-окварцованные песчаники или алевролиты, иногда с маломощными зонками брекчирования и более интенсивного окварцевания; брекчированные окварцованные песчаники.

Наиболее богатые содержания золота отмечены в «рудных брекчиях» с наложенным прожилковым окварцеванием. В целом «рудные брекчии» и брекчированные окварцованные метасоматиты характеризуются рядовыми содержаниями.

Основные рудные минералы: пирит и арсенопирит, более редкие – блеклая руда, халькопирит, пирротин, галенит (в протоlochках – золото). Размер выделений сульфидов не превышает долей миллиметра, редко – 1...2 мм [2]. Общее количество сульфидов – 1...5 %, редко до 10 %.

Жильные минералы представлены двумя разновидностями кварца (халцедоневидным и хрусталевидным), карбонатами (анкеритом и кальцитом), полевым шпатом.

Судя по строению рудных тел и их минерагенической характеристике, Албазинское месторождение является типичным представителем убого-сульфидной кварц-золоторудной формации минерализованных зон.

Дизъюнктивные дислокации имеют широкое распространение в районе месторождения и играют существенную роль как в распределении продуктов магматической деятельности и рудных тел, так и в пострудных деформациях.

Большинство разрывных нарушений являются долгоживущими, они были заложены во время складкообразования и неоднократно подновлялись в период магматической деятельности.

Промышленные рудные тела приурочены к разрывным нарушениям северо-западного, субмеридионального простираения. Оруденение связано также с разрывами северо-восточного простираения, однако изучены они недостаточно.

Пострудные деформации наиболее четко фиксируются по разрывным нарушениям северо-восточного, субширотного простираения. Смещения по небольшим разрывам, часто залеченным гранит-порфирами, составляют 3...20 м. Смещения по более крупным разломам северо-восточного простираения достигают первых сотен метров. Территория месторождения по этим нарушениям разбита на ряд элементарных блоков типа горст или грабен. Рудные тела в этих блоках характеризуются различным уровнем эрозионного среза.

На южном фланге в районе ограничивающего северо-восточного разлома установлено разрывное нарушение, деформирующее рудоносную зону. Разрывное нарушение имеет северо-западное простираение (аз. 290...300) с падением на северо-восток под углом 45°. Смещение в горизонтальной плоскости составляет 10 м. Зона дробления имеет мощность 5...10 см, выполнена она тектонической глиной. Южнее этого нарушения установлено несколько трещин субширотного простираения, смещающих дайку дацитов, расположенную западнее дайки микродиоритов. Смещения по этим трещинам в горизонтальной плоскости составляют 1...2 м.

Оценка структур Албазинского месторождения с позиции тектонофациального анализа позволяет отнести рудные и вмещающие породы к типично мезозональным образованиям [1]. Об этом свидетельствуют незначительный уровень метаморфизма, не превышающий начальной стадии развития зеленосланцевой фации

[2]. На месторождении широко развиты образования типа альпийских гидротермальных жил и прожилков, многочисленных зон брекчирования, часто представляющие собой богатые рудые тела.

По степени деформированности пород образования месторождения относятся к низшей (А) и средней (В) тектоноформациям [3].

В региональном плане степень деформированности пород района месторождения во многом предопределила характер его формирования - дорудная структурная проработка вмещающих пород позволила сконцентрироваться рудному веществу, источником которого является позднемеловой андезит-риолитовый комплекс магматогенных образований месторождения.

Литература

1. Иванова Р.Н., Кочнев А.П. Тектонофашии Ольхонского кристаллического комплекса: монография. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. –130 с
2. Маслова О.А., Семейкин И.Н. Геология, поиски и разведка полезных ископаемых, методы геологических исследований: Материалы Всероссийской научно-технической конференции «ГЕОНАУКИ», посвященной 80-летию факультета геологии, геоинформатики и геоэкологии. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2011. – Вып 10. – С. 107–112.
3. Паталаха Е.И. Тектонофашиальный анализ складчатых сооружений фанерозоя (обоснование, методика, приложение). – М.: Недра, 1985. – 169 с.

ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ ЗОЛОТО-СУЛЬФИДНОГО ОРУДЕНЕНИЯ УЧАСТКА «ВСТРЕЧНОГО» (ПРИМОРЬЕ)

Е.Ю. Мухидаева

Научный руководитель профессор А.П. Кочнев

*Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия*

Участок Встречный располагается в пределах Восточной структурно-формационной зоны с золото-сульфидной специализацией (Приморский край). Контур участка осложнен границей Сихотэ-Алинского заповедника, что затрудняет как организацию работ, так и интерпретацию полученных поисковых данных.

В геологическом строении участка принимают участие интенсивно дислоцированные и в различной степени измененные морские осадочные образования, прорванные и метаморфизованные интрузиями различного состава и возраста. В южной части площади развиты трахириолиты богоспольской свиты, слагающие крупную Ороченско-Малиновскую вулканоструктуру, к которой приурочены известные здесь проявления золото-серебряного типа. Вблизи западной границы распространены вулканы трахибазальт-андезитовой формации, слагающие преимущественно серию сближенных экструзий и некков и образующие протяженный вулканический хребет, приуроченный к зоне Центрального разлома. С этими образованиями парагенетически связано оруденение золото-сульфидно-кварцевого типа. Район поисковых работ (бассейн р.р. Колумбе, Левая Микула) сложен интенсивно дислоцированными осадочными породами валанжина-баррема (ключевская, усть-колумбинская, приманкинская свиты), сформировавшимся в целом в амагматических условиях и условиях часто меняющейся геодинамической обстановки, что обусловило формирование флишеидных отложений и микститов, неравномерную песчанность пород и наличие наряду с грубообломочными породами аргиллитов и кремнисто-глинистых пород. В целом для терригенных образований площади характерны незначительная туфогенность, наличие углефицированного растительного детрита, переотложенных углеродистых веществ и значительная сланцеватость алевролитов и аргиллитов. Рудовмещающей средой для известных рудопроявлений считаются породы ключевской и приманкинской свит.

Интрузивные образования разнообразны по составу и возрасту и представлены преимущественно раннемеловыми гранитоидами татибинского и габбро-диоритоидами синанчинского комплексов, В южной части территории в пределах Ороченско-Малиновской вулканоструктуры развиты гранит-порфиры и трахидациты-сиенит-порфиры богоспольского комплекса, к которым приурочены золото-серебряные проявления. В пределах площади поисковых работ преобладают различные диоритоиды синанчинского комплекса, среди которых выделяется группа интенсивно лиственизированных даек диорит-порфиритов-андезитов, с которыми тесно соседствуют минерализованные зоны с прожилково-вкрапленной золото-сульфидной минерализацией. В юго-западной части площади и к западу от нее широко развиты различные гранитоиды татибинского комплекса.

По существующим представлениям площадь работ занимает «надинтрузивное» положение – здесь предполагается залегание на глубине Приморского криптоботолита. По комплексу геологических, геофизических и др. признаков в районе выделено 6 относительно крупных магматогенных структур, для которых характерно наличие на небольшой глубине кровли гранитных и диоритовых массивов и развитие полей ороговикованных пород и зон наложенной на биотититы интенсивной березитизации, реже грейзенизации, а также сульфидной (пирит-пирротиновой) минерализации. Три из них (Благодатненская, Встречная, Грозненская), выражающиеся в геофизических полях сгущением локальных магнитных аномалий положительного знака, характеризуются развитием многочисленных тел и даек диоритов и диорит-порфиритов с признаками золоторудной минерализации.

Структурные особенности участка определяются его положением в зоне динамического влияния Микулинской, Арминской и Параллельной сдвиговых зон, пространственно смыкающихся к югу с Центральным разломом и по глубинности заложения достигающих поверхности Мохо [1]. В целом структуры левосторонних

сдвигов являются рудоконтролирующими, а связанные с ними блоки, зоны интенсивного смятия, рассланцевания, будинажа – рудовмещающими. К выделенным В.П. Уткиным левосторонним сдвигам (сдвиговым зонам) приурочены все известные в районе месторождения олова, вольфрама, золота. Непосредственно участок Встречный располагается в пределах Микулинской сдвиговой зоны, прослеживающейся от р. Бол. Уссурка и далее до среднего течения р. Арму.

В минерагеническом отношении выделены две полосы золотоносности северо-восточного направления: Встречная и Благодатненско-Малиновская. По результатам обобщения материалов ранее проведенных работ сформулированы базовые поисковые критерии, положенные в основу создания геолого-поисковой модели оруденения золотосульфидной формации. По генетическому признаку они разделены на структурные, формационно-петрологические, термально-метасоматические, минералогические, геохимические, геофизические.

1. Структурные критерии по масштабам проявления разделены на региональные и локальные, а по рудоконтролирующей роли – на рудоподводящие, рудораспределяющие и рудовмещающие.

Региональной рудоподводящей структурой является Микулинская сдвиговая зона СВ направления, включающая систему локальных зон смятия (Кулишовская, Борисовская) и контролирующая Встречную полосу золотоносности.

Локальными рудоконтролирующими структурами являются:

- фрагменты Кулишовского и Борисовского разломов – мощные зоны развития сдвиговых дислокаций;
- субмеридиональные и более поздние северо-западные разрывы сдвиговой и сбросо-сдвиговой природы;
- магматогенно-гидротермальные структуры (Встречная, Грозненская), тяготеющие к узлам сопряжения зон сдвиговых дислокаций разных направлений и образующие куполовидные поднятия, штоки и многочисленные дайки гранитоидов и площадные ореолы неконтрастного кварц-карбонат-серицитового замещения и кварцевого прожилкования.

Локальными рудовмещающими структурами являются:

- «вязкие» разрывы, сопровождающиеся зонами рассланцевания, смятия, будинажа, разлинзования, а также зонами «приразломных» пластических деформаций;
- антиклинальные структуры, осложненные мелкими «сжатыми» складками и зонами рассланцевания в складках с вертикальными шарнирами;
- зоны пластических деформаций в сочетании с трещинами отрыва, скола и зонами брекчий, в том числе по ранним (дорудным) кварцевым жилам и зонам окварцевания и прожилкования;
- серии мелких кулисообразных и эшелонированных систем разрывов северо-восточного и субмеридионального направлений, нередко представленных «углеродистыми» катаклазитами и милонитами;
- межпластовые срывы.

2. Формационно-петрологические критерии разделены на рудогенерирующие и рудовмещающие.

Рудогенерирующими продуктивными интрузивными образованиями считаются скрытые на глубине массивы и выходящие на поверхность мелкие тела и дайки диоритов, микродиоритов, габбро-диоритов, диабазов и сульфидизированных диорит-порфиритов синанчинского комплекса.

Рудовмещающими образованиями являются терригенные песчано-алевролитовые карбонат-углеродсодержащие толщи, контрастные по литологическим и физико-механическим характеристикам. Наиболее благоприятны пачки тонкого и флишоидного переслаивания, отличающиеся способностью к пластическим деформациям и рассланцеванию. Оруденение слабо развито в пачках массивных песчаников и слабо рассланцеванных алевролитов.

3. Геохимические критерии включают:

- золото–мышьяковистый геохимический профиль магматитов без теллуровой и селеновой специализации;
- комплексные первичные и вторичные ореолы рассеяния золота, мышьяка, серебра, сурьмы, реже вольфрама;
- вертикальная геохимическая зональность – верхние и надрудные уровни с Au, As, Sb, Ag, среднерудный срез с Au, As, Ag (Sb, W) специализацией, нижнерудный срез (в зоне ороговикования и переработки диоритов) с W, Au, Ag, Mo.

- золото-серебряное отношение $Au/Ag - 2,3...15,7$.

4. Термально-метасоматические критерии включают:

- экзоконтактовые и надкупольные части ореолов интенсивного ороговикования (биотититов);
- ореолы серицитизации, карбонатизации, окварцевания, пиритизации (комплексное неконтрастное кварц-карбонат-серицитовое с пиритом, пиротином замещение);
- аргиллизацию слюдисто-каолининового ряда;
- ореолы кварцевого и кварц-карбонатного прожилкования, наиболее проявленного в песчаных породах;
- серицит-карбонатное (с пиритом, пиротином) замещение (лиственитизация) в дайках диорит-порфиритов;
- серицит-кварцевые (с обильным пиритом) метасоматиты (березитов) и пирит-кварцевые гидротермалиты с повышенными содержаниями меди, вольфрама, висмута, молибдена по диоритам и биотититам.

5. Минералогические критерии включают:

- механические ореолы золота со слабой россыпеобразующей ролью рудоносных образований (золото в рыхлых образованиях отмечается в виде редких мелких знаков размером сотые – десятые мм);
- тесная связь золотоносности минерализованных зон со степенью их сульфидности и уровнем значений мышьяка (содержание золота в пирите 10...120 г/т, в арсенопирите 20...170, редко до 540 г/т, сурьмы 20...140 г/т, серебра до 140 г/т, доля свободного самородного золота до 75...80 %);
- минеральный состав руд и гидротермалитов (жильные минералы – кварц, карбонаты, углеродистое вещество, серицит, редко хлорит, альбит, фосфаты; рудные золотоносные минералы – арсенопирит и пирит, реже марказит, пирротин, золото, шеелит, галенит, сфалерит, халькопирит);
- стадийность рудообразования, проявляющаяся в смене минеральных комплексов: а) допродуктивного кварца с сидеритом, пиритом; б) раннего бедного сульфидно-редкометалльного с касситеритом, шеелитом, молибденитом; в) продуктивного золото-сульфидного (пирит-арсенопиритового); г) золото-сульфосольно-полисульфидно-кварцевого с низкопробным золотом, блеклой рудой, пираргиритом, аргентитом; д) послепродуктивного кварц-кальцитового;
- минералогические поисковые признаки (присутствие в углеродистых породах пирита, марказита и мельниковита, широкое развитие прожилков кварца, железистого карбоната и кварца с карбонатом, присутствие в измененных и катаклазированных породах вкрапленности кристаллов пирита и арсенопирита, повышенные содержания золота в пирите и арсенопирите, и в электромагнитной фракции шлихов и протолочек, шлихо-минералогические ореолы золотоносного пирита и псевдоморфоз лимонита).

6. Геофизические критерии по масштабам проявления разделены на региональные и локальные:

- региональная гравитационная ступень шириной 8...10 км и перепадом Δg до 20 мГл, фиксирующая юго-восточный контакт Приморского криптобатолита и сопровождающаяся повышением вблизи контакта магнитного поля, электрического сопротивления и поляризуемости;
- локальные линейные северо-восточные зоны понижения электрических сопротивлений шириной до 1...1,5 км, на отдельных интервалах которых фиксируются комплексные различного размера и морфологии аномалии высокого электрического сопротивления, вызванной поляризации и магнитного поля;
- локальные аномалии ВП в сочетании с линейными зонами проводимости и зонами потери намагниченности.

Применение каждого из перечисленных критериев по отдельности в практике поисковых работ малоэффективно, оптимальным представляется их комплексирование, однако методики такого комплексирования до настоящего времени не разработаны, необходимы специальные опытно-методические исследования.

Литература

1. Уткин В.П. Сдвиговые дислокации и методика их изучения. – М., Наука, 1980.

**ОЦЕНКА СОСТАВА И ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ РУД ЗАРЕЧЕНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДАМИ МНОГОМЕРНОЙ ПРИКЛАДНОЙ СТАТИСТИКИ**

А.А. Мячин

Научный руководитель доцент Г.Б. Князев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Зареченское месторождение по своему составу является уникальным среди других полиметаллических месторождений Рудного Алтая в том плане, что оно состоит из шести промышленно значимых компонентов, извлекаемых из руд, среди которых благородные металлы представляют его основную ценность.

Целью работы является разграничение основных типов руд этого месторождения, и попытаться дать объяснение такому обособлению с геохимической точки зрения.

Актуальность данной темы заключается в дальнейшем использовании многомерных статистических методов в разграничении типов руд любых месторождений, что является необходимым для технологических схем обогащения и переработки руды в целом.

Началом анализа стало обособление основных типов руд В.М. Чекалиным. Согласно его данным все руды делятся на барит-полиметаллические (барит-медно-свинцово-цинковые) и баритовые, главные рудные компоненты в которых распространены неравномерно, весьма и крайне не равномерно [1]. Эта классификация базируется на соотношении барита и полиметаллов, что дает возможность использовать ее при отработке месторождения. В свою очередь, мы проводим более детальное изучение большого количества данных, и пытаемся оценить шести-компонентную систему. Так как соотношение всех компонентов меняется в больших пределах, мы можем создать формальную классификацию, основанную на оценке границ между всеми компонентами. Для выявления закономерности распределения извлекаемых из руды элементов, был проведен ряд исследований в программе «Statistica» [2]. Данные для обработки взяты автором из журнала бороздового опробования, полученные на Зареченском руднике при прохождении производственной практики. Произведен анализ на примере вкрапленных руд в кремнистых породах, находящихся на третьем, четвертом и пятом горизонтах во всех крупных линзах. Вкрапленные руды взяты с тем расчетом, что в них, во-первых, прослеживается меньшая изменчивость распределения элементов, они менее контрастны по сравнению с более богатой рудой, и, во-вторых, предполагаем, что эти руды были подвержены всем основным процессам при

образовании месторождения. Это усреднение дает возможность наиболее контрастно сгруппировать рудные элементы и наблюдать характерные процессы рудообразования.

Результаты геохимических анализов на выявление шести промышленно значимых компонентов легли в основу статистической обработки. Многомерный разведочный анализ позволяет провести их кластеризацию методом К-средних. Объекты кластеризуются по предположительному разделению на разные типы руд – на медные, свинцовые, цинковые, золото-серебрянные, и баритовые, то есть, условно их 5. Каждый кластер будет в анализе группирующей переменной, и, используя значения (переменные Cu, Pb, Zn, Au, Ag, BaSO₄), проведем дискриминантный анализ. Полученные данные изобразим графически на плоскости (рис). Программа выдаст структуру главных компонент в виде координат векторов свойств системы в новых главных координатах, названных факторами. Эти координаты можно рассматривать как нагрузки старых координат (свойств) на соответствующие главные координаты или факторы. На диаграмме хорошо видно группирование свойств системы. Первый фактор описывает процесс накопления руды в залежи, второй фактор отражает баритизацию. Проекция векторов свойств на главные координаты пропорциональна их нагрузкам. Главные оси координат описывают более 70 % изменчивости руд. Первая главная ось имеет максимальную нагрузку всех рудных компонентов (Cu, Pb, Zn) и может интерпретироваться как фактор рудообразования (накопление главных компонентов руды, особенно Cu). Вторая главная координата ортогональная первой, описывает 20% изменчивости руд и имеет максимальную нагрузку BaSO₄. Это направление может рассматриваться как процесс изменения руд, который связан с развитием в них барита.

На рисунке видно распределение кластерных групп по квадрантам. В 1-ом квадранте сосредоточены кластеры 1 и 3, т. е. преобладание Pb-Zn, во 2-ом квадранте кластеры 4, 1 – вмещающая порода, в 3-м квадранте – кластер 5 – баритовый и 4-ом кластер 2 – Au, Ag-баритовый. Проанализировав такое размещение пород, можно сгруппировать их в 4 группы по рудным компонентам. 1-ая Pb-Zn, 2-ая- Cu, 3-я Au-Ag, 4-ая BaSO₄. Исходя из рудной минерализации выделяем два типа руд: 1. Au-Ag-Cu 2. Pb-Zn. В целом все руды можно разделить на богатые баритом и обедненные им. На рисунке видно: наименьший угол между первым типом руды и главной осью, говорит о том, что наблюдается наибольшая связь руды с баритом, наибольший угол со вторым типом руды говорит об обратном. В связи с этим, прослеживается явный гидротермальный процесс первичного сульфидного оруденения и сульфатный процесс образования рудных компонентов в комплексе с баритом, что является наложенным этапом на сульфидный.

Итак, в зависимости от состава, руды разделяются на золото-серебро-медные и собственно полиметаллические, в распределении которых в направлении мощности рудного тела устанавливается определенная зональность, заключающаяся в преимущественной локализации полиметаллических руд в лежачем боку на контакте с кремнистыми породами, а золото-серебро-медные – в висячем, на контакте с известняками. Границы между типами руд обычно четкие, иногда сопровождающиеся маломощными зонами расланцевания. Все они состоят из существенно баритовой массы – на одних участках с несколько повышенным содержанием благородных металлов (золото-серебро-медные руды), на вторых с вкрапленностью сульфидов той или иной интенсивности (полиметаллические руды) [1].

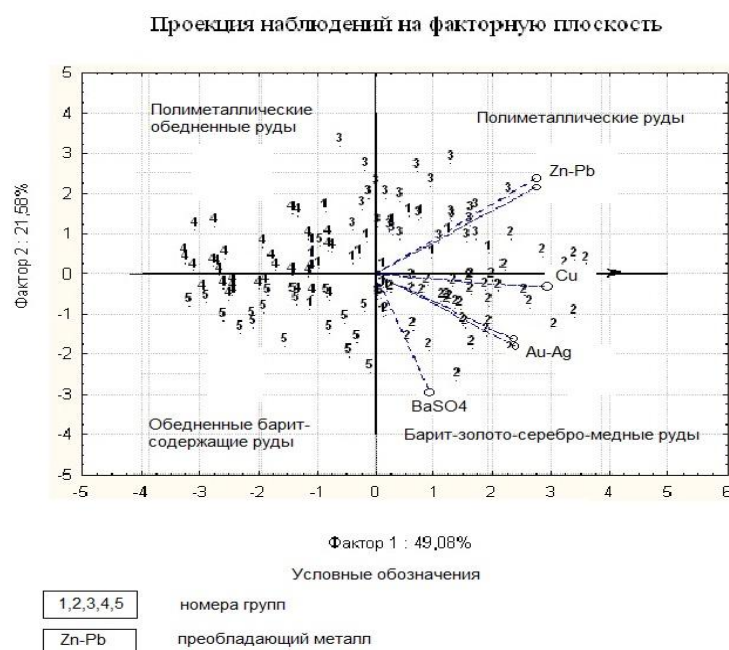


Рисунок. Распределение кластерных групп по квадрантам, корреляционная зависимость между основными элементами

Сравнивая результаты проведенных исследований методами статистики с уже имеющимися данными других исследователей о типах руд Зареченского месторождения, делаем вывод: во-первых, обособление типов руд произошло с достаточной близостью к достоверным данным, во-вторых, внесено более подробное деление и описание типов руд и, в-третьих, дана попытка объяснения такого распределения с геохимической точки зрения. Все это говорит об актуальности использования методов многомерной статистики в геологии, что позволит производить аналогичные исследования с другими месторождениями, объяснить геохимические особенности и некоторые вопросы генезиса месторождений, и ряд другой важной информации.

Литература

1. Чекалин В.М. К вопросу о зональности и генезисе Зареченского барит-полиметаллического месторождения на Рудном Алтае / Геология рудных месторождений, 1985. – № 5. – С.90–94.
2. Дубровская Л.И., Князев Г.Б. Компьютерная обработка естественнонаучных данных методами многомерной прикладной статистики: Учебное пособие. – Томск: Томский гос. унив-т, 2008. – 116с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ПИОНЕР»

К.В. Осипова

Научный руководитель заведующий лабораторией И.В. Кемкин
Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, г. Владивосток, Россия

Месторождение Пионер расположено на территории Амурской области, в Зейском (восточная часть площади) и Магдагачинском (западная часть) районах. Рудное поле месторождения Пионер находится в пределах северо-западного борта Ушумунского наложенного прогиба, выполненного юрскими терригенными отложениями. Фундаментом прогиба являются допалеозойские кристаллические образования Гонжинского выступа (террейна) Буреинского срединного массива (Бурей-Цзямусы-Ханкайский супертеррейн), которые в пределах месторождения не обнажаются. По обрамлению метаморфических образований Гонжинского свода отмечаются мезозойские массивы, представленные позднелурскими гранит-порфирами и раннемеловыми гранодиоритами, диоритами, гранит-порфирами. На площади месторождения они, в свою очередь, прорваны диорит-порфирами, андезит-диорит-порфирами раннемелового буриндинского комплекса, которые залегают в виде штокообразных тел и даек.

Непосредственно в пределах месторождения вскрыта серия зон дробления и гидротермально измененных пород, в той или иной степени несущих продуктивную (золотую) минерализацию. Они выделены в рудные зоны Южная, Промежуточная, Бахмут, Западная, Звездочка, Восточная, Андреевская, Приконтактная, Николаевская, Бабаевская и ряд безымянных. Основные рудные зоны месторождения Пионер локализируются в единой Пионерной структуре – зоны Южная, Промежуточная и Бахмут. Границы между ними условные.

Месторождение Пионер относится к эндогенным постмагматическим месторождениям (эпигенетическим) убого-, малосульфидного золото-кварцевого типа одноименной формации. Возраст месторождения определен как раннемеловой (альбский), по аналогии с расположенным в 30 км Покровским месторождением.

К северо-восточной рудовмещающей системе, имеющей крутое ($55...80^\circ$) северо-западное падение, приурочены рудные зоны Промежуточная и Бахмут, Западная, Звездочка, Восточная и рудная зона Андреевская с падением на юго-восток под углами $50...70^\circ$. Протяженности этих рудных зон различны (от 120...500 м до 1090...2800 м), мощность также варьирует (от 1,4...15,0 м до 100...142 м). Субмеридиональная система вмещает рудную зону Южную протяженностью 1710 м, мощность до 60...150 м с падением на запад, запад-северо-запад ($60...75^\circ$).

Вещественный состав руд изучен на основе данных петрографического описания шлифов, аншлифов и полировок, а также данных рентгенографического фазового анализа (РГФА), количественного полного химического анализа и качественного определения и описания минерального состава протоочных и сколовых проб.

Рудные тела представлены почти однотипными зонами тонкого прожилково-сетчатого окварцевания (карбонат-кварцевые прожилки), постепенно переходящего, местами, в зоны брекчий того же состава. Они сопровождаются прожилково-вкрапленной сульфидной минерализацией (1...8 %) и березитизацией – аргиллизацией вмещающих пород. Сульфиды представлены преимущественно пиритом, реже халькопиритом, арсенопиритом, молибденитом, пирротинитом, антимонитом, халькозинитом, марказитом, сфалеритом, галенитом, ковеллином. Кроме этого, из рудных минералов отмечаются магнетит и золото.

Околорудные метасоматические изменения пород выражаются в формировании следующих групп метасоматитов:

- а) калишпатовые (адуляровые), калиево-натровые полевошпатовые;
- б) калишпат-кварцевые, слюдисто-адуляр-кварцевые, калишпат-серицит-кварцевые, серицит-турмалин-кварцевые, серицит-кварцевые, биотит-хлорит-кварцевые, карбонат-серицит-кварцевые.

Разновидности метасоматических изменений проявлены на месторождении неравномерно. Так, например, серицит-турмалин-кварцевые метасоматиты наиболее распространены в северной части Южной рудной зоны.

Кварц представлен 4-мя разновидностями. Кварц 1 – реликтовый, ксеноморфный, в основном интерстиционный между идиоморфными зернами КПШ. Содержит многочисленные очень мелкие акцессорные

минералы: циркон, апатит и тонковкрапленные рудные минералы (окисленный пирит и магнетит), карбонаты и чешуйки серицита. Кварц 2 (большая часть) – вторично-метасоматический, образующий разнозернистые агрегаты мелких зерен неправильно «лапчатой» и удлинённой формы, среди которых встречаются отдельные более крупные индивиды и их гнездовидные скопления. По краям зерен часто содержится вкрапленность окисленного пирита. Кварц 3 – прожилковый от тонко- до разнозернистого, иногда скрытокристаллический, белый, светло-серый, серый, темно-серый, голубоватый, халцедоновидный, часто друзовидный. Кварц 4 образует скопления мелких зерен изометричной, скелетообразной формы; часто отдельные зерна находятся в ассоциации с карбонатами в измененном хлорите. На глубоких горизонтах в первичных рудах зоны Бахмут зафиксирован аметистовидный сиреневатый кварц. Отмечается хлоритизация: в окисленных рудах хлорита существенно меньше (иногда он полностью отсутствует), чем в первичных; в целом по разрезам характерно его неравномерное распределение (от 0,5...5 % до 18 %). В пределах рудных зон отмечена интенсивная карбонатизация пород. Выделяются три разных карбоната. Один, светлый (почти бесцветный доломит или маложелезистый анкерит), образует скопления зерен в кварц-карбонатных прожилках. Более широко развит темный, буровато-серый карбонат (сидерит), интенсивно замещающий хлорит в виде агрегата очень мелких зерен, а также выполняющий тонкие прожилки по трещинам измененного КПШ и по границам зерен кварца 1. В окисленных рудах количество этих карбонатов редко достигает 1 %, а в первичных рудах – 15...28 %. Кальцит представлен кристаллическими разновидностями белого, розового, светло-желтого и зеленоватого цветов, образует сложные кварц-кальцитовые часто выщелоченные прожилки мощностью до 1,5...2,5 см. Помимо прожилков, как правило, отмечается интенсивная карбонатизация по массе пород, вплоть до полной «пропитки». В окисленных рудах на месте выщелоченного кальцита остается так называемая «карбонатная мука». Кальцит почти полностью выщелочен из окисленных руд, а в первичных его содержание достигает 7...8 % (данные РГФА).

Из рудных минералов основную роль играет пирит. Иногда отмечаются халькопирит и молибденит. Пирит развит как по основной массе пород, так и в прожилках и составляет от 1 % до 5...8 %. Кроме того, отмечаются зерна арсенипирита и редкие – пирротина. Арсенипирита больше на западном фланге зоны Бахмут, где его содержание в первичных рудах достигает 2,5 % (данные РКФА). Поры в кристаллическом пирите выполнены халькопиритом, пирротинном. Халькопирит также встречается в виде зерен, иногда в сростании со сфалеритом. Отмечается значительное количество зерен магнетита в сростках со слюдами и кварцем. Несмотря на то, что значительная часть первичных руд вскрывается на значительных глубинах, по зонам интенсивной трещиноватости в них отмечается достаточно сильное окисление пород, выразившееся в интенсивной лимонитизации по трещинам, неравномерном окислении сульфидов и формировании гематита. Из аксессуарных минералов характерны сфен, рутил, циркон, апатит, анатаз, лейкоксенизированный ильменит (только в окисленных рудах).

Золото отмечается в виде мелких включений в друзовидном кварце от почти белого, полупрозрачного до водянисто-прозрачного цвета. В окисленных рудах кварц интенсивно и неравномерно окрашен гидроксидами железа, общий тон окраски желто-оранжевый с бурыми, охристо-бурыми и темно-бурыми налетами гематита и реже – пиролюзита. Золото очень мелкое в основном 0,1...0,2 мм, реже до 0,4...0,5 мм по длинной оси. Включения обильные, практически все в сростках с кварцем, или выполняют в нем отдельные мелкие друзочки; цвет золотин желтый, ярко-желтый иногда со слабым оттенком лимонного цвета. В зоне окисления характерны примазки ярко-охристого или буро-ржавого лимонита, реже – гетита. Форма зерен золота различная: оно комковатое, пористое, часто дендритовидное, отмечаются единичные проволочки; золото частично имеет колломорфное строение или агрегатоподобное – состоит как бы из мельчайших зерен. Поверхность практически всех золотин ямчатая, иногда шагреновая, пористая.

Таким образом, исследование убого-малосульфидных золото-кварцевых руд месторождения Пионер комплексом минералого-аналитических методов позволило получить данные о минеральном составе и строении окисленных и первичных руд, выявить некоторые парагенетические ассоциации и типоморфные особенности главных рудных минералов. Проведенные исследования могут способствовать решению ряда генетических вопросов месторождения Пионер. Продолжение работ такого профиля позволит в дальнейшем установить некоторые конкретные поисково-оценочные минералогические критерии убого-малосульфидных золото-кварцевых руд.

РОССЫПНАЯ ЗОЛОТОНОСНОСТЬ РУЧЬЯ ЕСТОШОР (ПОЛЯРНЫЙ УРАЛ) И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ

В.Н. Печерин¹, К.С. Устюгова²

Научный руководитель профессор А.М. Плякин¹

¹Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

²Сыктывкарский государственный университет, г. Сыктывкар, Россия

Перспективность расширения золотоносных районов в пределах Полярного Урала отметил В.А.Обручев в 1942 г., опубликовав статью в Известиях Академии наук СССР о вероятности существования неизвестных еще запасов россыпного золота [2].

В процессе поисково-съёмочных работ, проводимых В.И. Ждановым в 1954 г., в районе хребта Манита-Нырды, было установлено золото-мышьяковое оруденение.

В 1981 г. Б.Я. Дембовским и другими дан общий прогноз ресурсов долины ручья Естошор по категории Р1 в количестве 300 кг.

В период с 2008 по 2011 гг. геологами ЗАО «Северная Территория» россыпь подготовлена к промышленному освоению, но, ввиду отсутствия достаточных средств для отработки россыпи, работы в настоящее время приостановлены.

Продуктивный пласт россыпи Естошор приурочен к надплотиковой части аллювия и разрушенной части коренных пород. Надплотиковая часть представлена валунно-галечными отложениями с серым песчано-глинистым заполнителем и с переменным количеством неокатанных обломков подстилающих пород. Глубина проникновения золота в трещины плотика достигает 1,5 м. В общем виде золотоносный слой образует пластообразное тело, залегающее на сравнительно ровной поверхности плотика и представляет собой долинную россыпь (по И.С. Рожкову), примыкающую к русловой, которые объединены при подсчете запасов в единое тело [1].

Для россыпи характерна определяющая роль крупного золота в структуре запасов металла. По материалам отчета В.П. Савельева (2010 г.), выполняющим поисковую оценку россыпной золотоносности в среднем течении ручья Естошор (хребет Манита-Нырды, Полярный Урал), выделены следующие классы крупности золота:

- мелкий [-0,1 + 0,25 мм] 16,87 %;
- средний [+0,5 + 1,2 мм] 22,29 %;
- крупный [> 2 мм] 60,84 %.

В 2010 г. при валовом опробовании пород плотика в пробе объемом 150 м³, в интервале 0,0...1,5 м от кровли коренных пород, на самородкоулавливателе найдены 3 золотины весом 700...900 мг и один самородок весом 14,95 г.

В 2012 г. В.Н. Печериным и К.С. Устюговой под руководством Т.П. Майоровой выполнено детальное изучение россыпного золота ручья Естошор. Получены новые данные о типоморфизме золота, выделены геохимические типы и описаны минеральные включения на поверхности золотинок. Работы проводились в Институте геологии Коми НЦ УрО РАН на сканирующем электронном микроскопе TESCAN VEGA-3 с энергодисперсионным спектрометром X-Max (аналитик С.С. Шевчук).

Исследованы 54 знака золота с поверхности и в срезе искусственного аншлифа. Изученное золото относится преимущественно к классу мелкого, его размеры варьируют от 0,2 до 5 мм.

Среди морфологических типов золота выделяются гемиидиоморфные – частично ограниченные и дендритовидные, и ксеноморфные – стержневидные, комковатые, пластинчатые (рис. 1).

Поверхность золотинок преимущественно шагреновая, ячеистая, листоватая, реже встречаются пористые участки. Ровная плотная поверхность сохранилась лишь на гранях гемиидиоморфных выделений. Выступы преимущественно сглажены. Из элементов рельефа поверхности можно отметить отпечатки других минералов: треугольной и гексагональной формы, параллельные ступеньки роста, а также коррозионные углубления неправильной формы. Механические деформации проявляются в виде смятия мелких выступов, сгиба чешуек, а также следов волочения.

Анализ химического состава золота проводился в искусственном аншлифе по всей поверхности. Основными элементами-примесями в золоте являются Ag и Hg. Содержание Ag колеблется в пределах от 0,25 до 30,91 мас. %, содержание Hg в пределах 0,72...8,05 мас. %. Средние содержания примесей по золотинок составили: Ag – 10,08 мас. %, Hg – 2,24 мас. %. Ртуть обнаружена лишь в 34 химических анализах из 229, то есть в 15 %. По характеру распределения примесей можно выделить 2 типа золота – серебристый и серебристо-ртутистый.

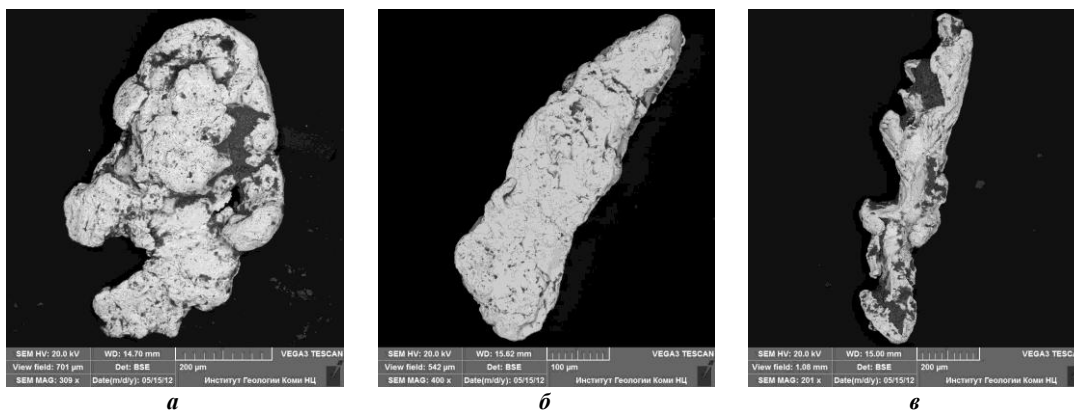


Рис. 1. Основные морфологические типы золота: а – комковатые, б – стержневидные, в – дендритовидные

Средняя пробность золота, высчитанная по массовым % в химических анализах, составила 892. По классификации Петровской соотношения следующие [3]:

- весьма высокопробное (951...1000) – 36 %;
- высокопробное (900...950) – 6 %;
- умеренновысокопробное (800...899) – 47 %;

- относительно низкопробное (700..799) – 7 %;
- низкопробное (600...699) – 4 % (рис. 2).

Основную массу составляет весьма высокопробное (36 %) и умеренновысокопробное (47 %) золото. Достаточно высокая пробность золота свидетельствует о продолжительном гипергенном воздействии, о чем также говорит о наличии высокопробных оболочек золотин, толщина которых находится в пределах от 1 до 80 мкм.

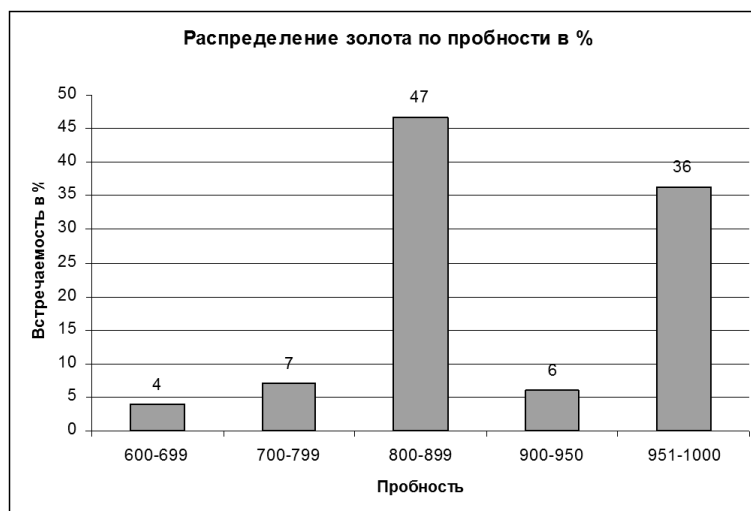


Рис. 2. Распределение пробности золота по классификации Н.В. Петровской в %

Значительная доля слабоокатанного золота и наличие неокатанных зёрен указывают на незначительный отрыв россыпного золота от коренных рудопоявлений. Об этом также свидетельствуют сохранившиеся кристаллографические грани гемиидоморфных и ровные, плотные поверхности дендритовидных выделений.

Основными включениями в срезе и на поверхности золотин являются минералы: арсенопирит, кварц, слюды, рутил, хлорит, эпидот, алланит, кальцит.

По данным исследования можно сделать следующие выводы:

- наличие в россыпи слабо окатанного и неокатанного золота свидетельствует о небольшом переносе золота от коренного источника;
- высокая пробность и наличие высокопробных оболочек могут говорить либо о продолжительном гипергенном воздействии, либо о наличии высокопробного золота в коренном источнике;
- участок ручья Естошор перспективен на обнаружение коренных источников золото-пирит-арсенопиритового типа, которые распространены в центральной и южной части хребта Манитаньрд.

Литература

1. Шило Н.А. Учение о россыпях: Теория россыпеобразующих рудных формаций и россыпей. Изд. 2-е, перераб. и доп. – Владивосток: Дальнаука, 2002. – 576 с.
2. Геологическая изученность СССР. Том 5. Коми АССР. Период 1941-1945. Выпуск 1. – Л.: Наука, 1969. – 96 с.
3. Петровская Н.В. Самородное золото. Общая характеристика, типоморфизм, вопросы генезиса. – М.: Наука, 1973. – 347 с.

СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЧИНГАСАНСКОГО РУДНОГО УЗЛА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

О.С. Разва

Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Чингасанский рудный узел расположен в северо-западной части Центрально-Енисейского золотоносного пояса. Рудный узел приурочен к тектоническому блоку, находящемуся на северо-западном выклинивании Панимбинского антиклинория и ограниченному с северо-востока и юго-запада разрывами Ишимбинской глубинной зоны разломов. Северо-западной границей узла является разрыв северо-восточного простирания, прослеживающийся вдоль левобережья р. Чапа. Юго-восточная граница условно проводится по вершинам рек Мал. Алманакан и Чингасан. Площадь рудного узла составляет около 140 км².

Рудный узел сложен породами гаревской, тейской, сухопитской, чингасанской и чапской серий архейского (?), нижнепротерозойского, нижне-среднерифейского и верхнерифейско-вендского структурно-формационных комплексов.

На рассматриваемой площади магматические образования пользуются ограниченным распространением, выделяются следующие комплексы ранне- и позднебайкальской эпох.

Среднетырадинский (R_{st}) – граниты биотитовые, лейкократовые, пегматиты. Слагают небольшие массивы в пределах Алмаканского купола. Ковригинский субвулканический (R_{kv}) – силлы, дайки метадолеритов, метариолит-порфиров, диоритовых порфиров, встречающиеся среди отложений сухопитской серии в районе месторождения. Чапинский субвулканический (V^с) – дайки и трубы взрыва щелочных пикритов, лампроитов, лимбургитов, кимберлитов (?).

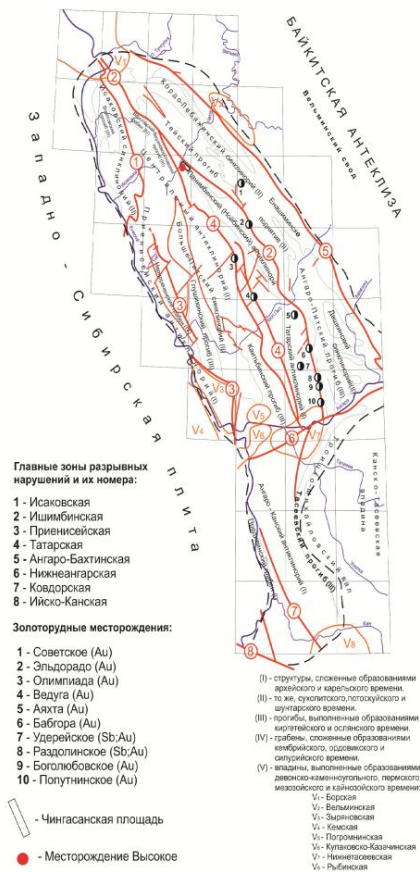


Рис. 1. Схема тектонического районирования Енисейского края

цифровая модель рельефа и материалы их обработки.

Картирование линеаментов проводилось по ряду признаков:

- прямолинейные участки элементов рельефа;
- прямолинейные фрагменты границ между блоками с различной текстурой рельефа;
- линейные границы разнородностей растительного покрова;
- ландшафтные неоднородности линейной морфологии;
- прямолинейные участки границ между геологическими телами и др.

Анализ растровых изображений и цифровой модели рельефа позволил распознать и закартировать более 10 дуговых и кольцевых структур в пределах изучаемой территории.

Признаки для их дешифрирования:

- дуговые и кольцевые границы между блоками с различной текстурой рельефа;
- дуговые и кольцевые границы между геологическими телами;
- границы ландшафтных неоднородностей, дуговой и кольцевой морфологии.

В пределах участка Чингасан магматизм распространен достаточно широко. Простираение даек северо-западное 320...330°, падение, как правило, крутое под углами 60...78° к юго-западу, редко к северо-востоку. Наиболее распространенными на месторождении являются дайки лампроитов чапинского щелочноультраосновного комплекса. Меньше распространены в рудном поле дайки метабазальтов, метадолеритов ковригинского комплекса.

В юго-восточной и восточной частях, наблюдаются малые тела кислого состава, не всегда установленной формационной принадлежности (?). Контакты даек резкие, рвущие, в том числе и внутри минерализованной зоны с маломощными зонами закалки. Формирование относится к пострудной стадии.

Пликативные структуры отражаются в виде изгибов горных пород без разрыва их сплошности, это подтверждается наличием складок синклиналей и антиклиналей северо-западного простирания. Складки сильно

Полезные ископаемые района представлены месторождениями и проявлениями рудного и россыпного золота, полиметаллов.

В данной работе представлены результаты комплексного анализа космогеологических структур рудного узла и прилегающей обширной территории, полученных при дешифрировании снимков Landsat. В работе использовались программные продукты ERDAS и ArcGis, Surfer8, StatSoft.

Основой для решения тех или иных геологических задач глобального, регионального и даже локального плана могут служить дистанционные съемки, с помощью которых с той или иной детальностью картируются суша и акватории Земли [1].

Исходными данными для выполнения работ явились:

- материалы архивных мультиспектральных космических съемок спутниками Landsat ETM+;
- геологические схемы разного масштаба.

Методика дешифрирования и технологическая схема обработки и анализа изображения включила в себя три основных этапа:

- первичная обработка (геометрическая привязка, синтез цветных изображений из моноканальных растров, создание производных растровых изображений с использованием «алгебры растров», перекалибровка изображений);
- визуальное дешифрирование и интерпретация космических снимков (выявление объектов линейной и кольцевой морфологии);
- анализ данных дешифрирования на основании имеющихся геологических материалов [1].

Всего было отдешифрировано более 50 линеаментов разной природы, протяженности и направлений. Для их выделения использовались КС,

сжаты, размах крыльев колеблется предположительно в пределах 1...2,5 км. Рудная минерализация приурочена к восточному крылу антиклинали северо-восточного простирания.

Признаками выделения кольцевых структур явились: кольцевые и дуговые границы между блоками с различными спектральными характеристиками и текстурой рельефа, кольцевые и дуговые границы между дешифрируемыми геологическими телами, ландшафты неоднородностей. Таким образом, выделились кольцевые структуры первого и второго порядка:

- Кольцевые структуры первого порядка представлены телескопированными кольцевыми и дуговыми фрагментами диаметрами от 6...9 км.

- Кольцевые структуры второго порядка имеют диаметры 4...5 км. В отдельных случаях фиксируются телескопированные фрагменты [1].

Таким образом, морфология и размеры рудных тел на данном участке определяются в значительной мере разрывными структурами. Складчатые дислокации и литология вмещающих толщ имеют подчиненное значение.

В результате изучения Чингасанского рудного узла:

- выделены магматические образования разного состава;
- выявлены структуры линейной и кольцевой (дуговой) и пликативной морфологии на данном участке;
- установлены закономерности размещения рудных объектов относительно дизъюнктивных и пликативных структур;
- выявлена вертикальная зональность первичных геохимических ореолов.

Литература

1. Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г. Дистанционные методы геологических исследований, прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых: учебное пособие – Томск: ТПУ. – 2-е изд. – Томск: СТТ, 2012.
2. Стерлигов Б.В. Разработка методики стохастического анализа комплекса геолого-геофизических данных для решения прогнозных задач на золото (на примере Енисейского кряжа): Автореферат Дис. ...канд. геол.-минер. наук. – Москва, 2010.
3. <http://www.scanex.ru/ru/index.html>.
4. <http://www.gisa.ru/distzond.html>.

РУДНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИУРАЛЬЯ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

И.Р. Рахимов

Научный руководитель главный научный сотрудник Д.Н. Салихов
Институт геологии Уфимского научного центра РАН, г. Уфа, Россия

Пермский период ознаменовал окончание эпохи герцинского орогенеза и разрушение складчатых сооружений Уральской системы с активным сносом материала. В это время в Предуралье накапливались мощные флишевые и молассовые отложения красноцветных глин и песчаников. В ранней перми происходило накопление известняков и образование рифовых массивов, окаймляющих Бельскую впадину Предуральского краевого прогиба. С ними связаны месторождения углеводородов [4].

В кунгурское время накопились уникальные отложения эвапоритов общей мощностью до 1000 м, образуя крупнейшие месторождения калийных и поваренных солей (в большей степени в среднем Приуралье) и осадочные месторождения фосфоритов (Селеукское в РБ). К филипповскому горизонту кунгурского яруса приурочено Улу-Теляжское месторождение марганцевых руд. Марганцевые породы приурочены к карбонатно-сульфатным отложениям, рядом исследователей выделяемых в самостоятельную марганценовую карбонатно-гипсовую формацию аридного типа. После того, как краевой прогиб заполнился, вынесенный с Уральских гор материал распространился дальше на запад Восточно-Европейского континента и в поздней перми осадконакопление было уже мелководным. Большие положительные движения уфимского времени вызвали обильный снос кластического материала.

В начале казанского века в Южное Приуралье с севера проникло море, названное Казанским, представляющим собой внутриконтинентальный солеродный бассейн. Отложения представлены терригенными и терригенно-карбонатными осадочными комплексами, образующими меденосные зоны [3].

Гидрогенная урановая минерализация.

В Башкирском Приуралье ранее проведенными работами установлен ряд проявлений урановой минерализации гидрогенного генезиса [2]. В Предуральском краевом прогибе, в частности, радиоактивность связана с фосфатизированной кровлей артинско-сакмарских известняковых рифовых массивов. Содержания урана до 0,01...0,04 %, гамма-активность до 300 мкр/час присущи рифовым массивам Дуванского района РБ, а также шиханам близ г. Стерлитамак, в том числе на разрабатываемом месторождении известняков Шах-Тау, где на поверхности массива была зафиксирована гамма-активность до 100 мкр/час. На Шах-Тау отмечена также повышенная активность битуминозных фаций (содержание урана до 0,02 %) и сероводородных вод.

Марганценовые карбонаты.

Большинство самых известных в мире месторождений марганца приурочены к терригенным и терригенно-карбонатным отложениям и сформированы в гумидных климатических условиях. Оруденение упомянутого выше Улу-Теляжского марганцевого месторождения приурочено к отложениям, накопленным в

условиях аридного климата, но образование марганецсодержащих карбонатов и сульфидов марганца вторично и связывается с разгрузкой нефтяных вод эллизионного генезиса, внедрившихся в сульфатно-карбонатную толщу эвапоритовой формации нижней перми [1].

Улу-Телякское месторождение расположено в восточной части Восточно-Европейской платформы, и относится к мелким. Его запасы и ресурсы разными авторами оцениваются по-разному; оцененные запасы руд по разным кондициям составляют от 11.3 до 20...25 млн тонн при ресурсах и металлогеническом потенциале от 50 до 500 млн тонн и более. Месторождение представлено преимущественно карбонатными марганецсодержащими породами и бедными марганцевыми рудами с незначительным количеством оксидно-карбонатных и оксидных руд. Промышленное марганцевое оруденение приурочено к глинисто-известковым (мергелистым) слоям филлиповского горизонта ($P_1kg fl_2$ и $P_1kg fl_4$).

Причем наибольшие содержания марганца отмечаются в верхнем горизонте (5.5...8.2 % по сравнению с нижним – 2...4 %). В строении марганцево-карбонатных горизонтов выделяются по три ритма, которые начинаются с тонкослоистых мергелей и глинисто-известковых доломитов. Вверх по разрезу они сменяются слоистыми комковатыми глинистыми известняками и заканчиваются слоистыми оолитовыми известняками. Мощность ритмов – от 1.6 до 3.0 м.

Максимальное омарганцевание характерно для глинистых известняков средней части ритмов; причем в первом из них отмечаются наибольшие концентрации марганца. Карбонаты марганца представлены марганцевым кальцитом, марганцевым доломитом, кальциевым родохрозитом и магниевомарганцево-кальциевым карбонатом, сульфиды марганца – алабандином, оксиды – вернадитом, реньсьетом и псиломеланом [6].

Последующие процессы карсто- и корообразования в мезо- и кайнозойское время привели к выщелачиванию гипсов и карбонатов и, как следствие, к деформации рудных пластов. Гипергенное преобразование (выщелачивание и окисление) марганецсодержащих карбонатов привело к появлению вторичных оксидов марганца, которые заполняют карстовые полости и образуют наиболее ценные в промышленном отношении вторичные оксидные руды. Среди вторичных минералов марганца установлены вернадит и псиломелан.

Медистые песчаники.

Месторождения медистых песчаников верхнепермской красноцветной формации Приуралья были известны как медная руда с давних времён и особенно интенсивно эксплуатировались в XVIII веке. Однако к началу XX века добыча и переработка медистых песчаников резко прекратилась из-за истощения богатых запасов крупнейших месторождений и проявлений, а извлечение меди из бедных руд не производилось. Изучение же рудников, а также поиски новых рудных зон особенно активно велись в 50-е и 60-е годы прошлого века. Ориентировочные запасы руды в медистых песчаниках Башкирского Приуралья – около 4,6 млрд.т., меди – более 176 тыс.т [5].

На территории Башкирского Приуралья выделяются около 770 рудников, условно объединяемых в три группы месторождений: Сараево-Рудничную, Миякино-Стерлибашевскую и Фёдоровско-Кузьминовскую. Основными рудными минералами во всех указанных группах месторождений являются карбонатные (малахит, азурит) и сульфидные (ковеллин, халькозин). Они образуют сульфидно-карбонатно-окисные конкреции (халькозин, малахит, куприт).

В Сараево-Рудничную группу входит целый ряд месторождений и рудопоявлений, которые по данным ревизионно-поисковых работ, проведенных в 1950 г., приурочиваются к основанию спириферового подъяруса и частично к низам конхиферового подъяруса казанского яруса пермской системы. Все медьсодержащие осадки залегают, как правило, на красных аргиллитоподобных глинах. Наиболее известные месторождения в этой группе – Рудничное и Сараевское. Медь концентрируется только в самых нижних слоях спириферового подъяруса в серых песчаниках и содержание ее 0,07...0,83 %, но некоторые пробы дают содержание меди свыше 5 %.

Таблица

Состав медистых песчаников Сараево-Рудничной группы месторождений

Элемент	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	CuO	Na ₂ O+K ₂ O	SO ₃	п. п. п.
масс. %	58,5	9,71	4,72	0,72	7,96	2,52	1,56	4,67	следы	9,76

Ревизионно-поисковые работы 1950 г. не исключают возможности нахождения в районе указанных месторождений новых промышленных скоплений медных руд.

В Миякино-Стерлибашевской группе наиболее значительными по размерам являются Ново-Николаевское и Родионовское месторождения (отложения конхиферового подъяруса). В несколько старых карьерах опробование показало, что среднее содержание меди в песчаниках местами достигает 15 %. Но скважинами, пройденными в 1959 г в указанном районе, встретились лишь редкие прослойки медистых песчаников со средним содержанием меди 0,32 % и ниже.

Фёдоровско-Кузьминовская группа рудопоявлений медистых песчаников приурочена к верхам верхнеказанского (конхиферового) подъяруса. По данным Н.Д. Сухарева, этот горизонт медистых песчаников представляется более благоприятным для поисков промышленных месторождений. На участках «Дмитриевка» и «Булгаковка» наблюдается довольно выдержанный рудоносный горизонт по мощности и литологическому составу. В составе пород, слагающих участки, преобладают мелкозернистые песчаники зеленовато-серого цвета. В отличие от других участков, здесь подавляющее большинство горных выработок вскрывает медистые песчаники с повышенным содержанием меди, колеблющимися по средним пробам в пределах от 0,03 до 5,76 %.

Среднее содержание меди на обследованной в 1950 г. площади в 345 тыс. м² достигает 0,25 %. Возможно, рудный горизонт «Булгаковки» по своему стратиграфическому положению близок к горизонту медистых песчаников Каргалинской группы месторождений, самой изученной и перспективной в Западном Приуралье. В.Н. Никонов полагает, что медистые песчаники Каргалинского типа, приуроченные к самым верхам конхиферового подъяруса или к низам татарского яруса (P_{2t}), могут быть распространены далеко на север в пределы Башкирии, где этот горизонт медистых песчаников, наиболее благоприятный для поисков промышленных месторождений, пока слабо изучен.

Е.И. Тихвинской приводились перспективные рудные поля Сандинское, Саратовское и Назаровское, приуроченных к последней группе месторождений. Рудоносные пласты представлены песчаниками, конгломератами, реже мергелями, сланцами и известняками, содержание меди в рудах различно. Самые богатые – конгломераты (до 12 %). Песчаники в среднем содержат меди 2...2,5 %, мергели и сланцы – 2...4 %, известняки – около 1,5 %. Наибольшей мощностью из рудоносных пластов обладают песчаники (до 6...8 м) и конгломераты (до 2 м). Рудоносные мергели, сланцы и известняки обычно не превышают 0,5 м мощности, в среднем обычно 0,2...0,3 м.

Литература

1. Кулешов В.Н. Новые данные об условиях образования и происхождении марганцевых карбонатных пород Улу-Телякского месторождения (Башкортостан) // Литология и полезные ископаемые, 2012. – № 4. – С. 245–259.
2. Никонов В.Н., Исмагилов И.Х. Перспективы геологических формаций Предуралья и зоны краевой складчатости Башкирского Урала на уран и рений // Материалы 9-й Межрегиональной научно-практической конференции. – Уфа: ДизайнПресс, 2012. – С 177–179.
3. Проскураков М.И. Медистые песчаники Южного Приуралья и их прогнозная оценка (рукопись).
4. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. – Уфа: Даурия, 2000. – 146 с.
5. Салихов Д.Н., Масленников В.В., Серавкин И.Б., Беликова Г.И., Галиуллин Б.Г., Никонов В.Н. Полезные ископаемые Республики Башкортостан (руды меди, цинка, свинца). – Уфа: Гилем, 2010. – 376 с.
6. Салихов Д.Н., Ковалёв С.Г., Брусницын А.И., Беликова Г.И., Бердников П.Г., Семкова Т.А., Сергеева Е.В. Полезные ископаемые Республики Башкортостан (марганцевые руды). – Уфа: Изд-во «Экология», 2002. – 243 с.

ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РУДОВМЕЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ БАКЧАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Рудмин

Научный руководитель профессор В.Г. Ворошилов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бакчарское железорудное месторождение было открыто в 1957 году при поисковых работах на железные руды с помощью колонкового бурения на линии Шегарка-Бакчар под руководством А.А. Бабина [1]. Изучением литолого-фациальных особенностей, условий рудонакопления, минерального состава всего Западно-Сибирского железорудного бассейна во второй половине 20 века занимался ряд ученых: Н.Х. Белоус, Ю.П. Казанский, И.В. Николаева, А.Н. Кондаков. В результате их исследований были построены литолого-фациальные схемы и палеогеографические карты для рудных горизонтов всего Западно-Сибирского железорудного бассейна [3]. Актуальность данной работы заключается в выявлении более детальных фациальных особенностей конкретного месторождения.

Для выяснения закономерностей распределения железных руд Бакчарского месторождения автор использовал фациальный анализ вмещающих осадочных отложений [2]. Главным результатом этих исследований является создание литолого-фациальных схем (рис.) и выявление критериев поисков новых месторождений полезных ископаемых.

Автором осуществлялся комплексный анализ ранее опубликованных работ предшественников [1 – 6], стратиграфических колонок скважин и разрезов в сопровождении с оптическими исследованиями образцов бакчарских руд. В дальнейшем создавались фациальные схемы определенных этапов развития рудных горизонтов (нарьмского, колпашевского, бакчарского).

По минеральному составу и текстурно-структурным особенностям на месторождении ранними исследователями были выделены следующие природные типы руд [3 – 6]:

- плотная гетит-гидрогетитовая руда с сидеритовым цементом;
- глауконит-гидрогетитовая с сидерит-лептохлоритовым цементом;
- слабо цементированная гидрогетит-лептохлоритовая с лептохлоритовым корковым поровым и базальным цементом;
- слабо цементированная гидрогетитовая базальным лептохлоритовым цементом;
- слабо цементированная гетит-гидрогетитовая с незначительным количеством гизингеритового, хлоритового или сидеритового корково-сгусткового цемента;
- слабо цементированная перемытая рыхлая гидрогетитовая с базальным лептохлоритовым цементом.

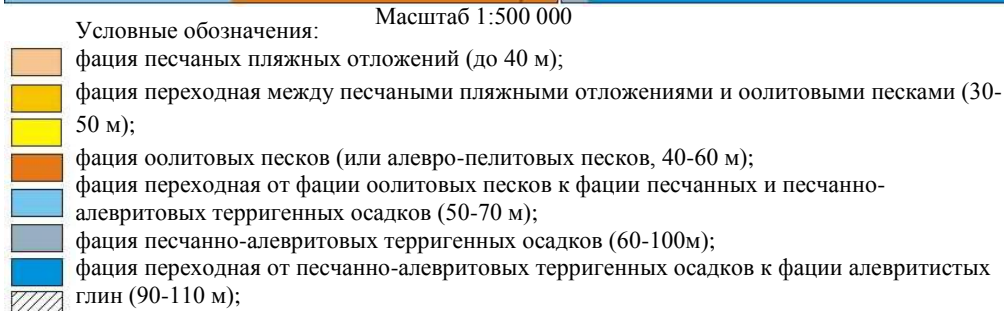
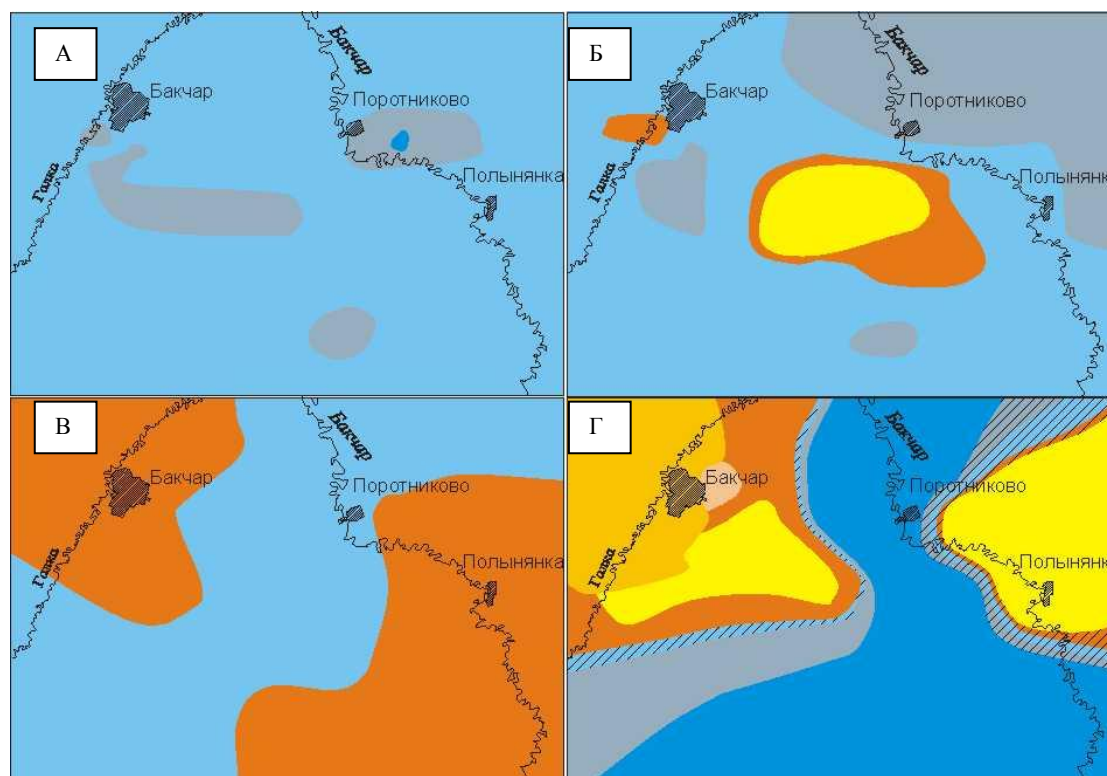


Рисунок. Фациальные схемы осадочных отложений Бакчарского месторождения:
 А – кровля ипатовской свиты (нарымский рудный горизонт); Б – подошва ганькинской свиты (колпашевский рудный горизонт); В – кровля ганькинской свиты (колпашевский рудный горизонт); Г – подошва люллинворской свиты (бакчарский рудный горизонт)

Судя по описанию [3, 5] рудные компоненты (оолиты) практически идентичны во всех выделенных типах. Следовательно, можно сделать вывод, что состав цемента является главным отличительным свойством каждого типа руд, который в свою очередь и обуславливает степень их цементации.

По результатам анализа стратиграфических колонок, геологических разрезов и исследований шлифов образцов бакчарских руд, на основе классификации [2], автор выделил основные фации осадочных отложений, которым соответствуют определенные природные типы руд. Таким образом, рыхлые руды с базальным гидрогетитовым цементом приурочены к фации песчаных пляжных отложений литоральной зоны, слабо сцементированные с лептохлоритовым, гизингеритовым, и частично сидеритовым цементом – фации оолитовых песков переходной между неритовой и литоральной зоны, крепко сцементированные сидеритовым цементом – фации песчано-алевритовых осадков неритовой зоны. При этом каждой отдельной фации отвечает определенная окислительно-восстановительная и кислотнo-щелочная обстановка.

Как уже было установлено предшественниками [3], на фоне общего морского режима Западно-Сибирского железорудного бассейна в верхнемеловом периоде, формирование каждого рудного горизонта происходило в трансгрессивно-регрессивный цикл. На основе этих условий в бакчарском и колпашевском горизонте отмечается постепенное фациальное замещение крепко сцементированных руд, слабо сцементированными и рыхлыми, что обусловлено непрерывной регрессией моря в один цикл.

В пределах Бакчарского месторождения нарымский рудный горизонт приурочен к кровле ипатовской свиты, колпашевский – к ганькинской свите, а бакчарский – подошве люллинворской свиты. Именно для этих толщ автором были построены фациальные схемы (рис.). В конце формирования ипатовской свиты (около 70-80 млн. лет назад [3]) на всей площади месторождения были распространены фации песчано-алевритовых терригенных осадков и алевритистых глин, что объясняет преобладание в нарымском рудном горизонте плотных

оолитовых руд. Наличие фаций оолитовых песков в последующих рудовмещающих свитах указывает на преобладание в колпашевском и бакчарском рудных горизонтах слабо сцементированных руд. А появление фации пляжных отложений во время формирования подошвы люллинворской свиты (около 50 млн. лет назад [3]) доказывает наличие рыхлых оолитовых руд в нижней части бакчарского рудного горизонта.

Таким образом, можно сделать выводы, что наиболее благоприятными для плотных оолитовых железных руд являются фации песчано-алевритовых осадков неритовой зоны, а для слабо сцементированных и рыхлых оолитовых руд – фации оолитовых песков и песчаных пляжных отложений литоральной зоны. В дальнейшем эти заключения будут проверяться результатами лабораторных исследований. Главной целью всех исследований является выявление фациальной обстановки, наиболее благоприятной к формированию оолитовых гидрогетит-гетитовых руд, для дальнейшего использования её при поисках новых месторождений.

Литература

1. Бабин А.А. Бакчарское железорудное месторождение (геология, закономерности размещения и генезис железных руд): Автореф. дис... канд. геол.-минер. наук. – Томск: ТПИ, 1969.
2. Вылцан И.А. Фации и формации осадочных пород: Учебное пособие. – Томск: Томский государственный университет, 2002. – 484 с.
3. Западно-Сибирский железорудный бассейн / Под ред. Ф.Н.Шахова. – Новосибирск: СО РАН СССР, 1964.
4. Мазуров А.К., Боярко Г.Ю., Емешев В.Г., Комаров А.В. Перспективы освоения Бакчарского железорудного месторождения, Томская область // Руды и металлы. – М., 2006 - № 2 – С. 64–70.
5. Николаева И.В. Бакчарское месторождение оолитовых железных руд. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1967. – 129 с.
6. Пшеничкин А.Я., Домаренко В.А. Петрографо-геохимические особенности Бакчарского месторождения // Вестник науки Сибири. – Томск, 2011 – № 1 (1) – С. 13–18.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СЕРЕБРА ВО ВТОРИЧНЫХ ОРЕОЛАХ РАССЕЯНИЯ СЕВЕРНОГО ФЛАНГА ТЫРНЫАУЗСКОГО РУДНОГО ПОЛЯ

В.В. Столяров

Научный руководитель профессор С.Г. Парада
Южный научный центр РАН, г. Ростов-на-Дону, Россия

Поисковые работы на северном фланге Тырныаузского рудного поля по вторичным ореолам рассеяния проводились ООО Каббалкгеология в 2010-2012 гг., с непосредственным участием автора сообщения. В целом, в пределах исследованной территории развит альпийский тип ландшафта, изобилующий скалистыми гребнями водоразделов и ущелистыми долинами ручьев, чередующиеся с относительно выположенными участками, занятыми луговой растительностью. Поиски осуществлялись по прямоугольной сети 100x20 м. Небольшая часть территории (1,5 км²), расположенная в центральной части изученной площади, представлена практически непроходимыми скалами, где отсутствует мелкозернистый материал для геохимических проб. Остальная часть территории перекрыта разнородными элювиально-делювиальными отложениями голоцена, среди которых преобладает благоприятный для металлотрических проб мелкозем. Имеются места занятые грубооломочным коллювием. Небольшая часть территории занята горно-ледниковыми отложениями, наиболее распространенными по долинам рек Б.Суарык и верховий реки Ташорун.

Пробы отбирались с глубины 0,2...0,4 м из представительного горизонта, в качестве которого использован подпочвенный горизонт «С», представляющий собой мелкозернистый элювиально-делювиальный материал. В соответствии с научно-методическими рекомендациями [1] они высушивались, пропускались через сито 0,5 мм и истирались до фракции менее 0,075 мм (200 меш). Эмиссионный спектральный анализ на серебро осуществлялся ГОУП «Кавказгеосъемка». Всего проанализировано 7182 пробы, отобранных с площади 17 км².

Выявление геохимических аномалий осуществлялось на основе ГИС-технологий. По результатам площадного геохимического опробования сформирована база данных в виде таблицы Microsoft Excel, в которой отображены содержания элемента в весовых процентах и координаты точек отбора проб. С помощью программного пакета Statistica определен закон распределения. Оказалось, что эмпирические кривые, характеризующие распределение всех изученных рудообразующих элементов в геохимических выборках имеют асимметричный вид, отличный от кривой нормального распределения. Таким образом, установлен логарифмически-нормальный (логнормальный) закон распределения, при котором статистические операции следует производить не с абсолютными значениями содержаний элемента, а с их логарифмами.

Распространенный способ выделения геохимических аномалий называется правилом «трех сигм» и основан на том, что случайная величина практически полностью (на 99,7 %) заключена в пределах от $\bar{x} - 3\sigma$ до $\bar{x} + 3\sigma$. Если значение случайной величины отличается от среднего значения \bar{x} больше чем на 3σ , то оно является аномальным [1]. Возможно применение и «двух сигм», так как в этом случае 95,4 % проб заключена в пределах от $\bar{x} - 2\sigma$ до $\bar{x} + 2\sigma$. Именно при 95 % уровня значимости выделялись аномалии химических элементов в настоящей работе. При этом использованы следующие формулы:

$$z = \ln x; \bar{z} = \ln \bar{x} - \sigma_z^2 / 2; z_1 = \bar{z} - 3\sigma_z \quad (z_1 = \bar{z} - 2\sigma_z); z_2 = \bar{z} + 3\sigma_z \quad (z_2 = \bar{z} + 2\sigma_z); x = e^z,$$

где \bar{x} – фоновое содержание элемента, e – экспонента, σ_z^2 – дисперсия выборки натуральных логарифмов и σ_z – стандартное отклонение вычислены с помощью приложения Statistica пакета Microsoft Excel.

В качестве региональных кларковых значений элементов использованы их модальные (наиболее часто встречающиеся) значения. В качестве фоновых принимались все значения, заключенные между аномальным нижним и аномальным верхним пределами значений содержаний химических элементов.

После соответствующих процедур весь массив данных интегрирован в программу Surfer 10, где была создана поверхность содержаний элемента методом кригинга на основе полученных пространственных данных. Кригинг используется для построения карт в изолиниях и обеспечивает измерения ошибки или неопределенности поверхности изображаемой изолиниями. С помощью метода кригинга (kriging) возможно не только получить расчетную поверхность, но также определить значение точности и достоверности расчета, так как в этом методе используется информация из полувариограммы для оценки поверхности в точках, отличных от точек опробования. Соответственно выбирая необходимый радиус поиска, выраженный в расстоянии и числе минимальных точек, отображаются геохимические аномалии выбранных элементов.

Модальное значение содержаний серебра – 0,1 г/т, что совпадает с кларком осадочных пород и земной коры в целом, и несколько превышает кларк магматических пород. Нижнее аномальное значение – 0,007 г/т. Верхнее аномальное значение – 0,47 г/т. Таким образом, фоновые содержания серебра колеблются в пределах от 0,03 до 0,47 г/т, что составило 84,8 % от общего количества проб. Отрицательные аномалии (0,007 г/т и менее) не обнаружены. Положительные аномальные значения Ag (0,47 г/т и более) в 1089 пробах, что составило 15,2 % от выборки, т.е. занимают площадь 2,6 км².

Площадное распределение аномалий серебра характеризуется крайней неравномерностью (рис.). Они распространены практически только в восточной половине исследуемого района, в той ее части, которая относится к северному флангу Тырнаузского рудного поля. Там аномалии серебра образуют практически сплошной ореол, ограниченный с северо-запада юго-восточным контактом позднегерцинской интрузии кварцевых диорит-порфиров. С окончанием этой интрузии в северо-восточном направлении исчезает и геохимический ореол Ag. То же самое происходит и в юго-западном направлении.

В меньшем масштабе подобная ситуация отмечается у южной рамки площади, где геохимический ореол Ag занимает полностью экзоконтактовую зону небольшого штока кварцевых диорит-порфиров. Наиболее интенсивные геохимические аномалии с содержанием Ag более 0,5 г/т совпадают с выходами на поверхность скарных и альпийских даек лейкократовых гранитов Зыгыркольской зоны, вместе с которыми вытягиваются цепочкой в северо-западном направлении, проникая в средне-верхнекаменноугольные породы молассового комплекса, где серебро локализуется вместе с сурьмой в кварц-антимонитовых жилах. Все четыре скарных тела, включая не выходящий на поверхность Перевальный скарн, отображаются в еще более интенсивных геохимических аномалиях с содержанием серебра от 0,5 до 8,0 г/т. Наибольшая по площади геохимическая аномалия с такой интенсивностью связана с нижним скарновым телом, в котором выявлено промышленное золотое оруденение [2, 3]. Далее на северо-запад площадь таких интенсивных аномалий сокращается, в соответствии с уменьшением площадей выходов скарных тел (Среднего, Верхнего, Перевального). Северо-западнее Перевального скарна небольшая интенсивная аномалия соответствует выходу небольшого штокообразного тела лейкократовых гранитов. И еще далее на северо-запад содержание серебра более 0,5 г/т отмечается в точке 272 профиля № 58. Серия небольших по площади локальных геохимических аномалий с содержанием серебра 0,5...2,0 г/т развита в северной части территории в пределах развития обломочного (молассового) комплекса, где они составляют центральные зоны небольших по площади и интенсивности геохимических аномалий, проявленных в связи с кварцево-жильными и сульфидно-вкрапленными рудопроявлениями сурьмы. Содержания серебра 0,5...2,0 г/т обычно отмечены по 1 – 2 подряд пробам в пределах только одного профиля. Такие содержания отмечаются также в центральной части более крупной геохимической аномалии в точках 152 и 176 профиля № 57, 158-162 профиля № 58 и 148-152 профиля № 60, приуроченной к выходу небольшого штока кварцевого диорит-порфира.

Еще две геохимические аномалии, в центральных частях которых содержания серебра составляют 0,05-0,5 г/т, приурочены к участкам кварц-карбонатных метасоматитов на контакте верхнедевонских-нижнекаменноугольных известняков и среднедевонских вулканитов. Наиболее обширной из них является аномалия по точкам 232-236 профиля № 51, 230-236 профиля № 52, 232-234 профиля № 53. Следует отметить, что к северу эта аномалия не оконтурена в связи с непроходимым рельефом и отсутствием проб. Юго-восточнее этой выделяется еще одна геохимическая аномалия, наиболее обогащенная часть, которой выделяется по точкам 196-200 профиля 45. Промежуток между этой и предыдущей аномалиями находится в области развития непроходимых скал и не был опробован. Не исключено, что эти две аномалии представляют собой единое целое. Следующая к юго-востоку аномалия с обогащенной центральной зоной (точка 188 профиль № 42) ложится на одну с предыдущими двумя на одну линию северо-восточного простирания.

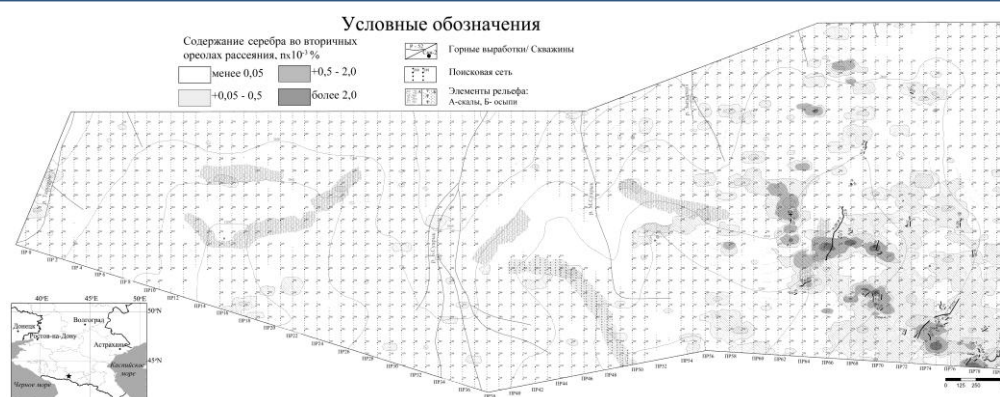


Рисунок. Карта распределения серебра во вторичных ореолах рассеяния на северном фланге Тырнаузского рудного поля

Отмечаются небольшие аномалии серебра в юго-восточном и северо-западном частях территории.

Западнее р. М. Суарыка аномалии серебра встречаются в единичных случаях, все они слабые по интенсивности, небольшие по площади.

Литература

1. Григорян С.В. Геохимические методы поисков и разведки месторождений твердых полезных ископаемых. – М.: Недра, 1975. – 280 с.
2. Парада С.Г., Столяров В.В. О роли палеозойских интрузий в локализации золотоносных минерализаций на северном фланге Тырнаузского рудного поля // Вестник Южного научного центра РАН – Москва, 2012. – Т. 8 – № 2 – С. 33 – 41
3. Столяров В.В. Крупность золота в рудноносных скарнах восточной части Передового хребта по данным фракционного скрин-анализа // Минералы: строение, свойства, методы исследования. Сборник тезисов и статей всероссийской молодежной конференции. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2012. – С. 118–121.

НЕКОТОРЫЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕДКИХ МЕТАЛЛОВ (ВОСТОЧНЫЙ КАЗАХСТАН)

А.В. Фролова, О.Н. Кузьмина

Научный руководитель профессор Б.А. Дьячков

**Восточно-Казахстанский государственный технический университет им. Д. Серикбаева,
г. Усть-Каменогорск, Казахстан**

В настоящее время в Казахстане к важнейшей задаче относится воссоздание минерально-сырьевой базы редких и редкоземельных элементов. На современном уровне исследования возникла острая необходимость разработки новых технологий прогнозно-поисковых работ с целью открытия новых месторождений, скрытых на глубине и погребенных под чехлом рыхлых отложений. Среди благоприятных факторов контроля оруденения ведущее значение придается минералогическим критериям и предпосылкам для прогнозирования и поиска редкометаллических объектов.

Среди редкометаллических пегматитовых объектов к наиболее значительным по масштабности относятся месторождения Бакенное, Белая Гора и Юбилейное, которые разрабатывались Белогорским горно-обогатительным комбинатом. Из россыпей самыми крупными являлись Асубулакская (тантал-оловянная), Канайская группа и Малая Медведка (монацитовая), в конце 50-х годов они все практически были отработаны. Для Калба-Нарымской зоны с сиалическим типом разреза ЗК и широким развитием герцинских постколлизийных гранитов нормального ряда характерны следующие группы эндогенных формаций: 1) пегматитовая; 2) альбитит-грейзеновая; 3) грейзеново-кварцевожильная; 4) гидротермальная кварцевожильная; 5) кластогенная седиментная [1]. Пегматиты являются главным источником редких металлов (Ta, Nb, Sn, Be, Li и др.), описываются три рудные формации.

Тантал-ниобиевая формация объединяет блоковые микроклиновые пегматиты, наибольшее развитие получила в Центральной Калбе (Аккезень, Талдысай, Нижний Лайбулак и др.). Пегматитовые поля контролируются эндоконтактами и депрессионными прогибами кровли массивов с пологими трещинами отслоения. Ведущие процессы метасоматоза – микроклинизация, мусковитизация, турмалинизация, окварцевание, реже альбитизация. Основными порообразующими минералами являются микроклин, кварц и мусковит; второстепенные – альбит, турмалин, гранат и др. Рудные минералы – колумбит и берилл. Практическое значение имеют кусковое микроклиновое сырье, рудоразборный кварц и мусковит. Тантал-оловянная редкощелочная формация представлена натрово-литиевыми пегматитами с комплексным редкометаллическим оруденением (Ta, Nb, Sn, Li, Cs и др.). Пегматитовые поля сформировались преимущественно в Центрально-Калбинском узле пересечения северо-западных, субширотных и северо-восточных разломов. Для них характерны наложенные процессы замещения (альбитизация, грейзенизация, турмалинизация,

лепидолитизация), многообразии минеральных типов. Олово-танталовая формация объединяет рудоносные метасоматиты (альбитизированные и грейзенизированные граниты, альбититы), генетически связанные с гранитами II фазы калбинского комплекса (Карасу, Мунча, Апогранитное и др.). Контролируются апикальными зонами, гребневидными выступами и апофизами гранитных массивов. Формация перспективна на выявление промышленных рудных объектов, скрытых на глубине.

Группа грейзеново-кварцевожилых формаций. В Калба-Нарыме известно большое количество грейзеново-кварцевожилых проявлений олова и вольфрама, пространственно и генетически связанных с гранитами калбинского (основные) и монастырского комплексов. Минеральный парагенезис руд (шеелит, вольфрамит, гюбнерит, ферберит и др.) определяли тип рудоносных гранитов и состав вмещающей среды. Олово-вольфрамовая формация типична для Восточной и Западной Калбы, Нарыма. Преобладают жилые, реже штокерковые месторождения, мелкие по размерам, частично отработанные с поверхности (Чердоак, Гремячее, Каинды и др.). Вольфрамовая формация более развита в Восточной Калбе в связи с лейкогранитами монастырского комплекса, представлена вольфрамитовым и шеелитовым минеральными типами (Миролюбовский массив). Грейзены и кварцевые жилы контролируются трещинными структурами меридионального простирания, опережающими Миролюбовский субширотный разлом (Большевик, Палатцы и др.). Группа гидротермальных формаций. Объединяет мелкие кварцевожилые месторождения, рудопроявления и проявлений типа минерализованных зон. Оловянная жильная формация характерна для Восточной и Северо-Западной Калбы (Чудское, Пролетарское и др.). Кварцевые жилы содержат вкрапленность касситерита и арсенопирита, реже встречаются мусковит, флюорит, турмалин, пирит. Олово-вольфрамовая формация объединяет кварцевые жилы с касситерит-шеелитовой минерализацией, связанные с гранитами II фазы калбинского комплекса (Убинское, Каинды, Караш, Буланды и др.). Жилы залегают в эндо- и экзоконтактах гранитных массивов, длина их от десятков до первых сотен метров, при мощности 0,1...0,5 м. Содержание WO_3 и Sn изменяется от 0,1 до 0,4 %. Месторождения отработывались. Вольфрамовая кварцевожильная формация развита преимущественно в Восточной Калбе, в западном эндоконтакте Миролюбовского гранитного массива (Большевик, Раздольненское и др.). Вольфрамовое оруденение генетически связано с лейкогранитами монастырского комплекса и сформировалось в две стадии. Главные рудные минералы – вольфрамит, гюбнерит и шеелит, второстепенные – турмалин, арсенопирит, пирит и флюорит. Месторождения также отработывались. Золото-вольфрамовая формация экзотична. Это кварцевые жилы с шеелитом и спорадическим золотом, залегающие среди углеродистых сланцев (Бурабай, Ишчарыш) и измененных плагиигранитов кунушского комплекса (Шийколь, Мало-Каиндинское). Жилы отработаны до глубины 15...20 м.

Группа кластогенных седиментных формаций. В экзогенном классе выделяются россыпи устойчивых минералов (ильменит, танталит, касситерит, шеелит, монацит и др.). Коренным источником россыпей послужили редкометалльные пегматиты, грейзены, кварцевые жилы. Развита следующая формация: тантал-ниобиевая (россыпи Асубулак и Кварцевая); оловянная (Таргын, Такыр, Урунхай; олово-вольфрамовая, (Мамайка, Б.Черновая, Караш), редкоземельная (Канайка, Малая Медведка, Узун-Булак), ильменитовая (россыпь Песчанка). По генетическому типу развиты преимущественно аллювиальные россыпи. Большинство россыпей отработано.

Месторождения пространственно ассоциируют с достаточно изученными гранитоидными комплексами, сформированными в различных геодинамических условиях и отличающиеся металлогенической специализацией. В последние годы в университете выполняются исследования по проектам Министерства образования и науки Республики Казахстан по оценке рудоносности гранитоидов, обоснованию генетической связи с ними конкретных рудных формаций и разработке рудно-петрологических критериев для прогнозирования и поиска месторождений. Одним из важных критериев является геохимическая специализация гранитоидов на редкие элементы (Li, Be, Ta, Sn и др.). На Юбилейном пегматитовом месторождении выявлена повышенная танталонность рудовмещающих гранитов I фазы калбинского комплекса. По результатам нейтронно-активационных анализов содержание Ta в них (11,8 г/т) в три раза выше, чем в гранитах кунушского комплекса. В биотитах повышена концентрация Ta_2O_5 (10...150 г/т), Li_2O (1900 г/т), Rb_2O (97 г/т). В рудных телах (пегматитах, грейзенах и кварцевых жилах) повышенное содержание Sn, Be, Li, Rb, Cs отмечается в кварце, микроклине, турмалине, биотите, мусковите и других минералах.

Выявлены также минералы-индикаторы различных типов пегматитовых месторождений. Для олигоклаз-микроклиновых пегматитов (безрудных) определены минералы-антиподы оруденения: "ельчатый" мусковит, графитический пегматит, мелкокристаллический гранат и шерл. К показателям блоковых микроклиновых пегматитов относятся: блоковый микроклин, розовый кварц, крупнопластинчатый мусковит, крупнозернистый гранат, колумбит, "стаканы" зеленовато-серого берилла. Минералы-индикаторы главного типа редкометалльных пегматитов: альбит сахаровидный, клеветандит, амблигонит, лепидолит, цветные турмалины, берилл, сподумен, петалит, поллуцит, чёрный касситерит, танталит-колумбит и другие. Индикаторами танталонности рудных тел могут быть кристаллы касситерита, различающиеся по окраске, форме зёрен, содержанию Ta и Nb и параметрам кристаллической решётки.

Надёжным минералогическим критерием рудоносности являются миароловые гнёзда гранитов. На примере Дельбегетейского массива Западной Калбы нами детально изучены миароловые гнёзда с минералами-концентраторами Sn, Be, Li, Ta (микроклин, морион, топаз, турмалин, касситерит, мусковит, берилл) [2, 3]. Аналогичные минералы развиты в оловоносных грейзенах и кварцевых жилах, расположенных в эндо- и экзоконтактах гранитоидного массива (Кызылжал, Изумрудное, Аркат и др.). Изученный комплекс минералов подчёркивает обогащённость остаточных гранитных расплавов летучими и рудными элементами (B, F, H_2O , Sn, Ta, Be и др.) и определяет генетическое родство редкометалльного оруденения и гранитоидов.

В результате были более детально изучены особенности геологического строения и полезных ископаемых одного из крупных, интересных геологических объектов Восточного Казахстана – Асубулакского рудного поля, месторождения Чердож и Дельбегетейской группы оловорудных проявлений. Для пегматитовых месторождений устанавливается последовательность развития минеральных комплексов (от олигоклаз-микроклинового безрудного до цветного лепидолит-сподумен-клевеландитового рудного), связанная с ритмично-пульсационным поступлением пегматитообразующих рудоносных растворов (в условиях повышенной тектонической активности Асубулакского разлома) и отражающие стадийность рудного процесса. Каждый комплекс отличается своими типоморфными минералами. Для олигоклаз-микроклинового комплекса – мусковит, шерл и гранат; микроклиновый комплекс – блоковый микроклин, крупнопластинчатый мусковит, берилл и колумбит; для альбитового комплекса – сахаровидный альбит в ассоциации с танталитом и касситеритом; сподумен-кварцевый комплекс – клеветандит и сподумен; цветной комплекс – амблигонит, лепидолит, цветные турмалины, поллуцит, берилл и др.; грейзеновый комплекс – зеленый мусковит, верделит, апатит и танталит. Сквозными рудообразующими минералами для многих комплексов являются кварц, микроклин, слюды, альбит, турмалин, касситерит, танталит и др. минералы.

Таким образом, минералогические исследования гранитоидов и рудных объектов, наряду с другими геологическими факторами, позволяют определить потенциальную рудоносность формационных типов гранитоидов как основы для научного прогноза и практики геологоразведочных работ.

Литература

1. Большой Алтай: (геология и металлогения). Кн 2. Металлогения / Щерба Г.Н., Бесплаев Х.А., Дьячков Б.А. и др. – Алматы: РИО ВАК РК, 2002. – 400 с.
2. Дьячков Б.А., Гавриленко О.Д., Майорова Н.П., Бочкова О.И. Миароловая минерализация гранитов как индикатор оловорудометалльного оруденения // Записки Всероссийского минералогического общества, 1992. – № 5. – С. 16–26.
3. Дьячков Б.А., Майорова Н.П., Щерба Г.Н., Абдрахманов К.А. Гранитоидные и рудные формации Калба-Нарымского пояса (Рудный Алтай). – Алматы: Былым, 1994. – 208 с.
4. Dyachkov B.A., Maiorova N.P. The Rare Metal Deposits of the Kalba Region in East Kazakhstan // Granite-Related Ore Deposits of Central Kazakhstan and Adjacent Areas, St. Petersburg 1996. – Pp. 229–241.

ОБЗОР О НЕФТИ, МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ПРОБЛЕМЕ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ВО ВЬЕТНАМЕ

Хоанг Зыонг Хуан

Научный руководитель аспирант Ю.Г. Никитина

Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

Социалистическая Республика Вьетнам – государство в Юго-Восточной Азии, расположенное в восточной части Индокитайского полуострова. На севере граничит с Китаем (1300 км границы), на востоке с Лаосом (650 км), на юге с Камбоджей (930 км). С востока омывается Южно-Китайским морем с заливом Бакбо, с запада – Сиамским заливом; протяжённость морского побережья – 3960 км. Площадь Вьетнама 332,6 тысяч км².

Вьетнам – одна из наиболее богатых по запасам и разнообразию [полезных ископаемых](#) стран Индокитайского полуострова. Залежи нефти и газа выявлены в пределах шельфа Южного Вьетнама, [газоконденсатные месторождения](#) – в неогеновых отложениях Ханойской депрессии на севере страны. Оба района расположены в обширном кайнозойском прогибе Южно-Китайского моря, весьма перспективного, но мало изученного [2].

Все известные нефтяные месторождения Вьетнама расположены в акватории Южно-Китайского моря. По вьетнамской классификации в пределах континентального шельфа выделяется шесть нефтегазоносных бассейнов (НГБ), по российской – четыре, потому что два из шести нефтегазоносных бассейнов относятся к недостаточно исследованным: Бакбо (Сонгхонг) у северного побережья страны и Фанг (Хоангса) – в открытом море, на расстоянии более 100 км от побережья центрального Вьетнама. Заметно более перспективным считается нефтегазоносных бассейнов Бакбо [1, 3].

Основные семь месторождений нефти расположены в Сиамском нефтегазоносных бассейнов (Намконшон) и Меконгском нефтегазоносных бассейнов (Куулонг). Все они открыты более 20 лет назад и характеризуются лёгкой нефтью и преимущественно малыми глубинами залегания продуктивных горизонтов: 35...100 м от уровня морского дна. Разрабатывает эти месторождения российско-вьетнамское совместное предприятие «Вьетсовпетро». С вьетнамской стороны в совместном предприятии участвует государственная нефтегазовая компания Vietnam Oil and Gas Corp. (Petrovietnam). Акции российской стороны переданы ОАО «Зарубежнефть» (рис. 1).

Основным газонефтяным месторождением Вьетнама является Бакхо (Белый Тигр). Разработка его началась в 1986 г., а два года спустя была открыта уникальная высокопродуктивная залежь в коре выветривания кристаллического фундамента, дающая в настоящее время около 95 % всей добываемой на месторождении нефти. Накопленная добыча нефти на Бакхо превысила 120 млн т. Однако месторождение это старое, вырабатываемое, и в течение 4-5 лет добыча на нем упадёт, по прогнозу специалистов «Вьетсовпетро», до 1 млн т в год.

Поиски новых месторождений нефти вначале вело совместное предприятие «Вьетсовпетро». Значимых достижений у «Вьетсовпетро» немного. Они скорее были связаны с открытием новых горизонтов и новых участков действующих месторождений. Так, например, фонтанные притоки нефти были получены в 2007 г. «Вьетсовпетро» на Центральном участке месторождения Ронг. Наиболее значительным среди новых открытий было месторождение Сытыванг (Золотой Лев), освоением которого занялся международный консорциум Cuu Long Joint Operating Company в составе: Petrovietnam (50 % капитала), американская ConocoPhillips (23,25 %), южнокорейские KNOG (14,25 %) и SK Corp. (9 %), канадская Geopetrol (3,5 %). Месторождение должно войти в эксплуатацию в 2008 г. с начальным уровнем добычи 5 млн т в год. За последние годы открыты месторождения Кангуванг (Ca Ngu Vang) и Фуонгдонг (Phuong Dong); разработка обоих месторождений должна начаться в 2008 г. с начальным уровнем добычи 1,15 млн т и 1 млн т в год соответственно. Все три упомянутых месторождения находятся в бассейне Куулонг (Меконгском НГБ) [1, 3].

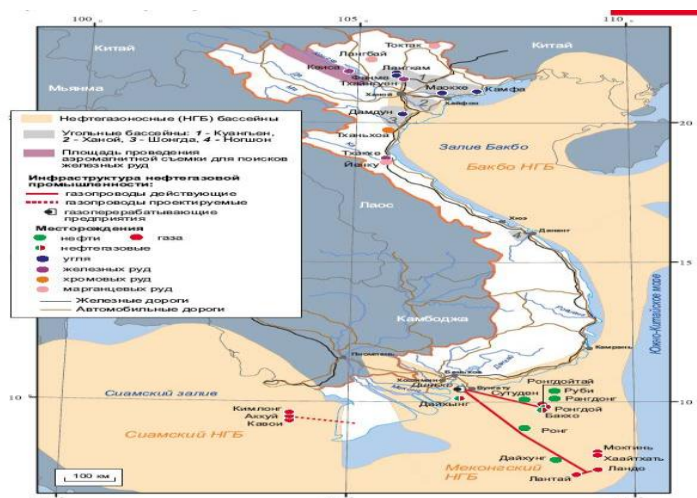


Рис. 1. Размещения основных полезных ископаемых Вьетнама [3]

Правительство Вьетнама не раз пыталось привлечь к разведке недр в акватории Южно-Китайского моря иностранные компании. Первый раунд по продаже разведочных лицензий состоялся ещё в 2004 г. Он, однако, не вызвал большого интереса у крупнейших нефтяных компаний мира. Большого успеха добились на последующих лицензионных раундах, в частности на седьмом, состоявшемся в октябре 2007 г. Здесь были проданы лицензии на разведку семи перспективных блоков в НГБ Бакбо (Сонхонг). По оценке Petrovietnam, эти блоки обладают потенциальными резервами (геологическими) в 685 млн т нефтяного эквивалента. Помимо названных выше компаний, в разведке вьетнамского шельфа участвуют следующие зарубежные фирмы: British Petroleum, Chevron (США), ExxonMobil (США), японские Mitsubishi, Nippon Oil и Idemitsu Kosan и др [1, 3].

В 1990-е годы нефтедобывающая промышленность Вьетнама, как и вся национальная экономика, как и экономика большинства стран бывшего соцлагеря, столкнулась с серьёзными системными трудностями, связанными с переходом к рынку. К концу десятилетия «Вьетсовпетро» справилась с этими трудностями, и начался быстрый подъём нефтедобычи. Максимум её был достигнут в 2004 г. Затем последовал спад. Открытых запасов для преодоления этого спада недостаточно. Если на вьетнамском шельфе не будет выявлено новых крупных скоплений нефти, добыча будет неуклонно снижаться (рис. 2).

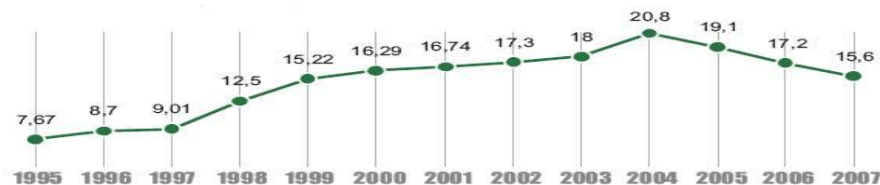


Рис. 2. Добыча нефти во Вьетнаме в 1995-2007 гг., млн т [3]

Практически вся добытая нефть экспортируется. Естественно, часть нефти является собственностью России. Её продажа приносит РФ более 500 млн долларов ежегодно.

Во Вьетнаме пока нет собственной нефтеперерабатывающей промышленности, однако первый перерабатывающий завод уже строится в г. Зунгкват. Строительство перерабатывающего завода затягивается из-за отсутствия инвестиций: иностранные бизнесмены не уверены в рациональности запроектированного расположения завода: в сельской местности, почти посередине между промышленными центрами севера и юга Вьетнама. Планируемая номинальная мощность перерабатывающего завода – 7 млн т нефти в год; пуск намечен на 2009 г. Разрабатывается проект строительства второго перерабатывающего завода, на этот раз вблизи

промышленных городов Севера, в районе г. Нгишон; его проектируемая номинальная мощность – 7,5 млн т нефти в год.

Вьетнам богат полезными ископаемыми. Одно из основных богатств страны – бокситы, по запасам которых Вьетнам занимает третье место в мире. В связи с создавшимся в мире дефицитом алюминиевого сырья огромные ресурсы бокситов Вьетнама, несмотря на их низкое качество, представляют большой интерес для инвесторов. Основные месторождения нефти Вьетнама были открыты более 20 лет назад и разрабатываются российско-вьетнамским совместным предприятием «Вьетсовпетро». Максимум добычи был достигнут в 2004 г., а затем последовал спад, для преодоления которого открытых запасов недостаточно. Значимых достижений в области поисков новых месторождений нефти у совместного предприятия «Вьетсовпетро» пока немного. А ведь в последние годы в разведке вьетнамского шельфа участвуют и другие зарубежные фирмы: British Petroleum, Chevron, ExxonMobil, Statoil, Total S.A., Mitsubishi, Nippon Oil, индийская ONGC Videsh, малайзийская Petronas Carigali, таиландская PTTEP, австралийская Santos [3].

Литература

1. [Горный энциклопедический словарь](#) / Под ред. Белецкого. В.С – Донецк: Восточный издательский дом, 2004. – 752 с.
2. Вьетнам. Горная энциклопедия – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/v/vietnam>.
3. Вьетнам Информационно-аналитический центр Минерал – Режим доступа: <http://www.mineral.ru/Facts/world/116/137/index.html>.

ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ ПОЗИЦИИ ЭНДОГЕННЫХ РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА

К.К. Хошжанова, А. Кабулов

Научный руководитель профессор Х.А. Акбаров

*Ташкентский государственный технический университет имени Абу Райхона Бируни,
г. Ташкент, Узбекистан*

Территория Республики Узбекистан с давних времен привлекает внимание исследователей особенностями геологического строения, богатством и разнообразием месторождений полезных ископаемых. Как известно, в настоящее время выявлены разведаны и эксплуатируются месторождения нефти и газа, золота, меди, урана, вольфрама, свинца и цинка, гидроминерального сырья, строительных материалов и др.

Как отмечают И.Б. Турамуратов и др., по данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2012 г. на территории Республики открыты 235 месторождений углеводородов из них 9-газовых, 110-газоконденсатных, 50-нефтяных, 40-газонефтеконденсатных, 26-нефтегазовых и газонефтяных. Кроме углеводородных в Республике известны месторождения: 63 – благородных, 28-радиоактивных, 3-черных металлов, 3-угольных, 37-горнорудного, 28-горно-химического и 30 камнесамоцветного сырья, 579-строительных материалов различного назначения и 617 – пресных минеральных подземных вод [1]. На базе этих объектов в Республике действуют свыше 1000 рудников, шахт, карьеров нефтегазопромыслов, водозаборов, больниц, цехов по разливу лечебных и лечебно-столовых вод. Перспективы региона еще не исчерпаны.

Благородные, цветные металлы, уран добываются Навоийским и Алмалыкским горно-металлургическими комбинатами, которые обеспечены подготовленными запасами минерального сырья на длительную перспективу. Республика по подтвержденным запасам золота, входит в первую пятерку в мире и по уровню добычи в десятку лидеров.

Геологической службой Узбекистана при активной помощи государства создана крупная и высокоразвитая минерально-сырьевая база, которая является прочной основой развития национальной экономики. В экономике Узбекистана горнодобывающая промышленность является одной из ведущих структурообразующих отраслей, основанной на мощной минерально-сырьевой базе разведанных и разведываемых месторождений различных полезных ископаемых.

Как известно, сокращение во всем мире фонда легко открываемых, особенно крупных месторождений, выходящих на дневную поверхность обуславливает повышение эффективности их поисков. Высокая стоимость глубинной разведки требует разработки рациональных методов, при помощи которых можно с наибольшей эффективностью и наименьшими затратами найти новые крупные рудные поля и месторождения, скрытые на глубине. Поэтому одна из актуальных задач геологической науки состоит в познании условий формирования и закономерностей размещения различных видов полезных ископаемых и на этой основе прогнозировать крупные месторождения. В успешном решении этих проблем большое значение имеют комплексное изучение и использование минерального сырья, всесторонняя геолого-экономическая оценка и вовлечение в совместное использование близрасположенных месторождений с низкоскоростными рудами.

Сложность геологического строения, разнообразие пород геологических формаций – их состава и физико-механических свойств, особенно магматизма, тектоники и рудогенеза в горнорудных районах Узбекистана обусловили формирование различных по типу и масштабам месторождений полезных ископаемых, которые явились эталоном и полигоном для разработки теоретических вопросов условий формирования и закономерностей их размещения, а также выбора эффективных методов поисково-разведочных и эксплуатационных работ. Сложный и длительный процесс становления и развития минерально-сырьевой базы тесно связан и предопределен прогрессирующей эволюцией геологических представлений о закономерностях

образования и особенностях размещения месторождений полезных ископаемых. В условиях рыночной экономики перед геологической службой стоит задача ускорения качественной и количественной оценок прогнозируемых минерально-сырьевых ресурсов.

Выделяются следующие геолого-структурные позиции эндогенных месторождение рудных полей: 1) рудные поля и месторождения, связанные с крупными одиночными разломами, характерные для всех формаций пород; 2) рудные поля и месторождения в пересечениях тяготеющие к сложным разломам, или их сочетаниям со складчатыми структурами, образование флексурных изгибов, возникновение систем поперечных разгруженных блоков; 3) рудные поля и месторождения, пересечениях или в сопряжениях разломов, как правило, породы в этом случае подвергаются массовому дроблению; 4) рудные поля и месторождения в подвижной зоне при внедрении интрузивных тел разной формы; 5) рудные поля и месторождения в вулканических структурах разных типов: линейных, радиальных, овальных систем разломов, ограничивающих блоки неравномерно деформированных пород, частично благоприятных для оруденения; 6) рудные поля и месторождения, в складчатых сооружениях, разбитых сопряженными разломами, при наличии внедрившихся интрузивных тел. Оруденение фиксируется в разгруженных частях структур. Изучение геолого-структурных позиций известных, особенно, крупных по масштабам рудных полей и месторождений различных генетических типов имеет большое научное и практическое значение в процессе прогнозирования, поисков и оценки месторождений полезных ископаемых.

Литература

1. Турамуратов И.Б., Мавлонов И.Б., Исоков М.У., Рахимов В.Р., Исламов Б.Ф. Минерально-сырьевой потенциал Республики Узбекистан. // Горный журнал, 2011. – № 9. – С. 48–54.

Секция 4

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

НАЛОЖЕННЫЙ МЕТАСОМАТОЗ: ПРИРОДНЫЕ И ТЕХНОГЕННЫЕ НАНОЭФФЕКТЫ Н.П. Запивалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в известняках и доломитах. Такие породы содержат 40 % мировых запасов нефти.

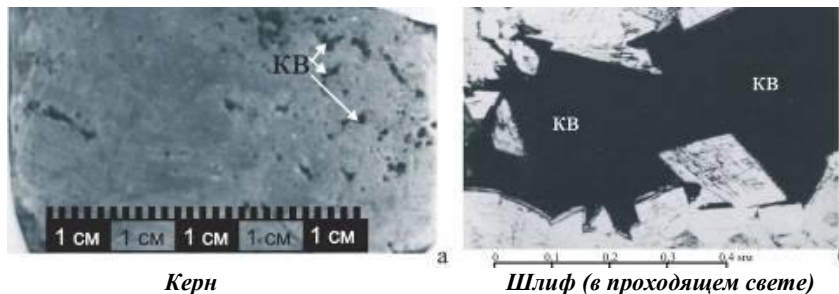
Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость. Доломиты бывают первичные – седиментационные и вторичные – эпигенетические. Химическая формула доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. В его кристаллической решетке катионы Ca^{+2} и Mg^{+2} попеременно чередуются вдоль тройной оси.

Доказано, что молекулярное замещение известняка доломитом в результате метасоматоза приводит к уменьшению объема твердой породы на 12-13 %. Химическое уравнение этого замещения выглядит следующим образом: $2\text{CaCO}_3 + \text{MgCl}_2 \rightarrow \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaCl}_2$, в морской воде: $2\text{CaCO}_3 + \text{MgSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Наложенные природные эпигенетические процессы характеризуются огромным разнообразием и быстрой динамикой их проявления. Некоторые исследователи с этими же процессами связывают генерацию углеводородов [10, 12]. Можно назвать большое число залежей нефти и газа, связанных с доломитами и доломитизированными известняками.

Вторичная доломитизация в палеозойских породах Западной Сибири

В Западной Сибири во многих палеозойских резервуарах Нюрольской впадины (в основном девонских) залежи нефти обнаружены именно в доломитизированных известняках. К ним относятся Малоичское, Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Южно-Табаганское, Южно-Тамбаевское, Солоновское, Калиновое, Селимхановское и другие нефтегазовые скопления [14]. Как правило, доломиты замещения образуют трещинно-кавернозные коллекторы, которые характеризуются вновь образованной вторичной пористостью и кавернозностью (рис. 1).



Керн

Шлиф (в проходящем свете)

Рис. 1 Доломиты замещения с кавернами [2]

а – скв. Урманская 7, глубина 3120 м; б – скв. Северо-Останинская 7, глубина 2812 м

Наиболее изучено Малоичское месторождение (Новосибирская область), которое было открыто в 1974 г. В наибольшей степени процессы вторичной (наложенной) доломитизации проявились в западной части месторождения (рис. 2). Притоки нефти получены из многих интервалов вскрытого палеозойского разреза, представленных доломитизированными органогенными известняками почти с равным содержанием CaO и MgO [3, 14]. В этом разрезе выделены рифогенные тела [5].

Особый интерес представляет призабойная зона в скважине № 4 в интервале 4538-4600 м, представленная пачками метасоматических крупно- и среднезернистых доломитов, часто трещиноватых и раздробленных. Содержание MgO здесь увеличивается до 22 %, а SiO_2 – всего лишь 0,31 %. Пластовая температура в этой части разреза достигает 160°C.

Из всех пробуренных 20 скважин на Малоичском месторождении наиболее продуктивна скв. № 9, которая почти 10 лет фонтанировала нефтью дебитом 120 м³/сут. Нефтенасыщенный горизонт залегает в интервале 2832-2834 м и представлен доломитом известковистым с реликтовой биогермной текстурой. Под микроскопом видно, что порода сильно изменена процессами перекристаллизации, доломитизации и кальцитизации, проходившими в несколько стадий, благодаря чему образовалась резкая разнородность и пятнистость, двух- и трехслойные каемки инкрустации и микротрещиноватость. Здесь установлена вторичная пористость, типа выщелачивания по первичной органогенной породе, с извилистыми микротрещинами. Часть полостей и пор выполнена полностью новообразованными кристаллами доломита.

По макро- и микроскопическим данным порода представляет собой коллектор трещиноватого типа. Объемный вес породы $2,65 \text{ г/см}^3$, пористость 4,7 %. Проницаемость по трем направлениям составила 2,5; 1,2; 0,9 мД. Поверхностная плотность трещин по шести граням кубика видна на рис. 3.

На этом месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что, в конечном счете, определяет продуктивность скважин. Такие очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв. 9, 6, 117, 2) характеризуются активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу [3]. Участки с высокопродуктивными скважинами четко приурочены к западной фациально-тектонической зоне (рис. 2).



Рис. 2. Обзорная схема Малоичского месторождения (с учетом результатов трехмерной сейсморазведки)

- 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород (м);
- 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов;
- 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения;
- 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти;
- 7-8 – литофации: 7 – органических рифов, 8 – передового шлейфа и зарифовой лагуны

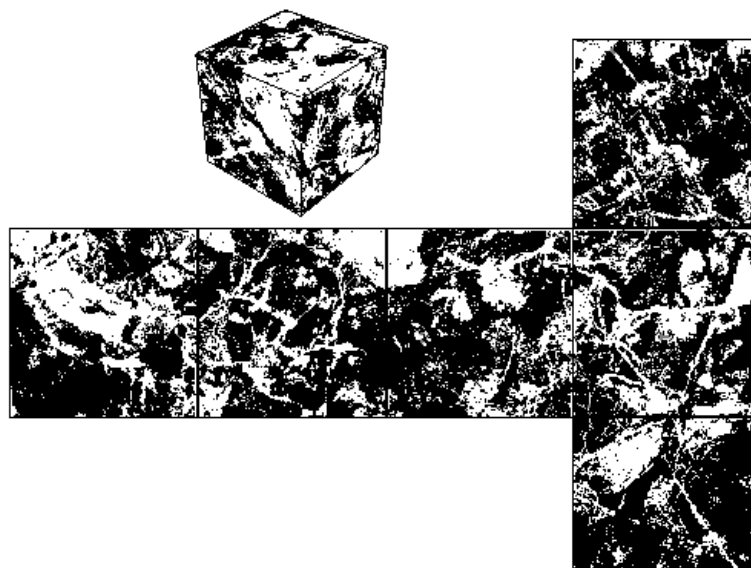


Рис. 3. Малоичское месторождение (скв. 9), трещинно-кавернозные (белое) девонские органические доломиты [5]

На карте видна резкая изменчивость рельефа палеозойских карбонатных пород. На близких расстояниях перепад составляет 180 м (2640-2820 м). Кажущаяся блоковость объясняется неравномерной глубиной вторичной переработкой карбонатного субстрата (доломитизация и другие процессы).

Резкие изменения литолого-минералогического состава пород ведут к хаотической картине сейсмических волн и, в конечном счете, к искаженным построениям. Фактически в таких условиях структурная сейсморазведка неэффективна.

Флюидодинамический метасоматоз – основа вторичной доломитизации пород

Как видим, наибольшее значение в рассматриваемых процессах имеет вторичная доломитизация. По существу это *метасоматоз*, который происходит путем замещения иона кальция ионом магния.

Метасоматоз (наложенный эпигенез) – это реакция приспособления горной породы к изменению физико-химических условий ее состояния. По существу эти процессы неравновесные [1, 2, 6, 7, 11].

Есть ряд условий, способствующих активным метасоматическим процессам, особенно важна подпитка CO_2 . Это природное явление распространено достаточно широко.

Метасоматоз зависит от ряда переменных регулирующих параметров: градиентов рН-, Eh- и РТ- среды и флюида. Степень неравновесности системы определяет вероятность появления в ней флуктуации и, таким образом, проблема нефтегазоносности метасоматитов в общем случае сводится к проблеме градиентности в открытых неравновесных флюидонасыщенных системах.

Важна, но не всегда учитывается реактоспособность среды, зависящая от свободной энергии поверхности зерен. Свободная энергия поверхности пропорциональна внутренней энергии системы, отнесенной к единице площади. Скорость химических реакций, в том числе и метасоматических, определяется свободной энергией поверхности зерен σ , пропорциональной их внутренней энергии $\Sigma\Delta E$, относимой к единице поверхности ds , т.е. $\sigma = \Sigma\Delta E/(ds)$. Пожалуй, именно нанодисперсность определяет такие механохимические процессы [8, 9].

Метасоматическая доломитизация зависит от многих физико-химических и геофлюидодинамических параметров. Следует иметь в виду, что радиус иона кальция (Ca^{++}) равняется 0,99 Å, или 0,099 нм, а ион магния (Mg^{++}) составляет 0,66 Å, или 0,066 нм. В процессе замещения кальция магнием образуется дополнительное пустотное пространство (трещины, каверны и т.д.). Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов, особенно в карбонатных породах фанерозоя, включая палеозой Западной Сибири.

Практическая нанотехнология

Предлагается инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать (обновлять) высокопродуктивные очаги на месторождении. Фактически это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить нефтеотдачу. Для этого требуется определить состав карбонатного материала и пластовой воды. Технология закачки в пласт магнийсодержащего флюида или гранулярного магния в размере наночастиц, вероятно, не представит особой трудности. В отдельных случаях процесс принудительной и ускоренной доломитизации (метасоматоза) можно сопровождать волновым и тепловым воздействием. Безусловно, эти технологические операции относятся к категории щадящих, т.е., в сущности, ускоряются или регулируются естественные природные процессы.

Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

В случае удачных натурных экспериментов такая нанотехнология откроет путь к интенсивному освоению палеозойских отложений Западной Сибири и древних карбонатных массивов Восточной Сибири.

Одновременно она может быть использована и для терригенных пород с большим содержанием карбонатного цемента в породах. Повышенная карбонатность и высокое содержание CO_2 часто отмечаются в юрских и меловых породах Западной Сибири. Доломитизации часто подвергаются микрозернистый и пелитоморфный кальцитовый цемент, раковины фораминифер, водорослевые остатки и различный органогенный детрит. В метасоматических доломитах часто образуются поры размером 0,2×0,8 мм и каверны размером более 1 мм.

Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири, а также других регионов.

Литература

1. Ежова В.А. Литология: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – С. 102 – 103, 314 – 315.
2. Жариков В.А. Метасоматизм и метасоматические породы. – М: "Научный мир", 1998. – 490 с.
3. Запивалов Н.П., Пехтерева И.А., Сердюк З.Я. и др. Выделение и картирование палеозойских рифовых массивов в Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1980. – № 9. – С. 8 – 13.
4. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: ГЕО, 2003. – С. 196.
5. Запивалов Н.П., Соколов Б.С. Стратиграфическое расчленение нефтеперспективного палеозойского разреза Западной Сибири // ДАН СССР, 1977. – Т. 237. – № 1. – С. 174 – 176.
6. Казицин Ю.В. Метасоматизм в земной коре. – Л.: Недра, 1979. – 208 с.
7. Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. – М.: Наука, 1969. – 109 с.
8. Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // ДАН СССР, 1967. – Т. 147. – № 5. – С. 1185 – 1187.

9. Молчанов В.И., Параев В.В., Еганов Э.А. Нанодисперсность – обязательное условие преобразования геосфер (как переходная форма в эволюции земного вещества) // Журнал проблем эволюции открытых систем. – Алматы: "Print-S", 2007. – Вып. 9. – Т. 1. – С. 64 – 77.
10. Новые данные по экспериментальному изучению преобразования ископаемого органического вещества с использованием механических полей / Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П. и др. // ДАН СССР, 1981. – Т. 257. – № 1. – С. 207 – 211.
11. Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. – Новосибирск: Наука, 1973. – 353 с.
12. Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В. Модель формирования нефтегазоносных карбонатов (на примере Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта) // ДАН СССР. – М., 1999. – Т. 364. – № 3. – С. 366 – 368.
13. Царев Д.И. Метасоматизм. – Улан-Удэ: БНЦ СО РАН, 2002. – 319 с.
14. Zapivalov N.P., Trofimuk A.A. Distribution of Oil and Gas in Devonian Rocks of West Siberia // Devonian of the World, – Calgary, 1988. – Vol. 1. – P. 553 – 556.

**ПРОФЕССОР КОРОВИН М.К. – ГЕОЛОГ, ПЕДАГОГ, ОРГАНИЗАТОР, ОСНОВОПОЛОЖНИК
НАУЧНОГО ОБОСНОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО
РЕГИОНА**

(К 130-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ М.К. КОРОВИНА)

Е.И. Бердина

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Впервые о возможном наличии нефтяных месторождений за Уралом на территории Западной Сибири высказал М.К. Коровин 18 декабря 1926 года на вечернем заседании секции «Недра» Первого Сибирского краевого научно-исследовательского съезда в г. Новосибирске в прениях по докладу Н.Я. Брянцева «Перспективы развития Кузнецкого каменноугольного бассейна». «Я хотел затронуть вопрос иного порядка. Для Сибири, кроме горнозаводского центра, кроме горно-металлургической промышленности, кроме этих вопросов, есть ещё один большой вопрос – это отсутствие нефти» [4].

М.К. Коровин разработал теоретическое обоснование нефтеносности Западно-Сибирской низменности, добился широкого разворота на низменности геологоразведочных работ, увенчавшихся в 1953 г. крупным успехом, отмеченным в 1964 г. Ленинской премией.

Михаил Коровин первым изучил особенности тектонического строения юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и именно он составил первую схематичную тектоническую карту Западно-Сибирской плиты. Он выделил Обь-Енисейскую геосинклиналиную складчатую зону, в которую входят: древняя котловина Кузбасса, Минусинская впадина, к северу от которой – обширная Чулымо-Енисейская депрессия, на юго-западе Бийско-Барнаульская впадина и др. Особые благоприятные тектонические условия позволили М.К. Коровину рассмотреть эту территорию как объект перспективный в отношении нефтегазоносности. Им установлено наличие мощного осадочного палеозойского комплекса, содержащего битумные породы. Среди разнообразных структур ведущее значение в возможной оценке перспектив нефтеносности имеет палеозойская платформа Тоболия (современное широтное Приобье – Средне-Обская нефтегазоносная область), нефтеносность которой может быть связана с мезозойскими отложениями. На западе, востоке и крайнем севере Тоболия окаймляется погребенными складчатыми дугами и переходными зонами к ней и частью вероятными мезо-кайнозойскими геосинклиналями. Это – наиболее нефтеперспективные области Западной Сибири. К югу платформа Тоболии нарастает по площади. Она соединяется с массивом северо-восточного Казахстана, а к востоку от нее появляются новые крупные каледонские массивы в Саяно-Алтайской области. На север, наоборот, территория Тоболии сужается. В арктической зоне она сменяется поясом погребенных структур и мезо-кайнозойской геосинклинали, причем эти структуры господствуют также к востоку и к западу от Тоболии. Таким образом,

нефтеперспективные районы Западной Сибири нарастают по числу и площади к северу, а к югу, наоборот, они уменьшаются [2].

Одной из наиболее нефтеперспективных областей Западной Сибири надо признать систему структур Обь-Енисейской складчатой зоны. В Кузнецком бассейне подготовлен ряд структур: Невская, Ермаковская, Конюхтинская и др. В них проведена глубоким бурением большая работа, хотя ни в одной из них она не доведена до конца.

В Минусинском бассейне вполне подготовленной к бурению является Быстрянская структура у города Минусинска. Необходимо форсировать и довести до конца работу в Кузбассе и начать глубокое бурение на Быстрянской структуре в Минусинском бассейне.

Рекомендации М.К. Коровина в дальнейшем позволили открыть ряд месторождений газа в Минусинском бассейне и выявить нефтегазопроявления на более сорока площадях в Кузнецкой котловине. На Плотниковской структуре из песчаных пластов раннепермского возраста получен газ дебитом 18 тыс. м³/сут. [1].

Наряду с глубоким бурением в Кузбассе и Минусе Коровин рекомендует изучать природы битумов, химизм подземных вод и коллекторские свойства горных пород, а также обеспечивать поиски новых нефтеперспективных формаций и структур путем организации специальных литологических, стратиграфических и геофизических работ.

Более сложный комплекс работ и более длительный период потребуется для разрешения проблемы нефтеносности структур Обь-Енисейской зоны, расположенных уже в пределах Западно-Сибирской равнины.

При бурении в 1953 году около города Колпашева опорной скважины 2 Колпашевской получен первый непромышленный приток нефти из интервала 2870-2860 м – зоны контакта осадочного чехла и кровли фундамента. Литологически нефтеносный пласт представлен песчаниками, аргиллитами и алевролитами предположительно среднедевонского возраста. Керн издавал запах керосина и по результатам люминисцентно-битуминологического анализа керн содержал 2,5 % битумов [2].

Этот успех позволил широко развернуть геологоразведочные работы на нефть и газ в Западной Сибири. Среди них, в первую очередь, необходимо изучить районы, тяготеющие к культурной полосе Западной Сибири, начиная с обширной Чулымо-Енисейской впадины. Затем пояс северо-западного погружения и выполаживания структур Колывань-Томской дуги с переходной зоной к Тоболии, далее Бийско-Барнаульскую впадину и связанную с ней Приказахстанскую или Ишимскую впадину и др. Надо организовать детальное геологическое, геоморфологическое, гидрогеологическое и геофизическое изучение этих районов; поставить тематические исследования с целью изучения стратиграфии и фациальности формаций, коллекторских свойств пород, горизонтального и вертикального размещения песчаных толщ, процессов осадконакопления и прочее.

В условиях Западно-Сибирской равнины, успешное разрешение этих задач требует постановки, кроме того, в широком масштабе структурного бурения, которое следует начать с южных районов Чулымо-Енисейской впадины и Томского района, уже подготовленных к этой работе. Без широкой и смелой постановки структурного бурения проблему нефти в Западно-Сибирской равнине разрешить невозможно. Для осуществления всех этих работ необходимо срочное учреждение Западносибирского нефтяного геологоразведочного треста, с поручением ему, прежде всего, глубокого бурения в Кузнецком и Минусинском бассейнах. Необходимо затем привлечение к этим работам Московского научно-исследовательского нефтяного института, геофизических и геодезических трестов, а также всех геологических и геологоразведочных учреждений Сибири. На тот момент отсутствовала научно-исследовательская организация, и впоследствии были созданы научно-исследовательские центры в городе Новосибирске и Томске.

На сегодняшний день по рекомендациям Коровина в течение 60 лет было открыто в Западной Сибири более 700 крупных и крупнейших месторождений нефти и газа. Однако слабо изученными остаются периферийные участки Западно-Сибирской плиты, среди них территории Алтайского края, Новосибирской, Кемеровской и Омской областей. Буквально в мае 2012 года известный в России и за рубежом геолог-нефтяник Н.П. Запывалов писал о запасах Омской области: «Только целеустремленные и настойчивые усилия на основе новой теоретической парадигмы и новых инновационных технологий, несомненно, приведут к открытиям значительных скоплений нефти и газа в Омской области» [3].

Литература

1. Васильев Б.Д. К 120-летию лауреата Ленинской премии профессора М.К. Коровина // Известия ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск, 2002. – Т. 305. – Вып. 8. – С. 6–8.
2. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Под ред. Ф.Г. Гурари. – Л.: Гостехиздат, 1959. – 175 с.
3. Запывалов Н.П. С Омской пропиской // Недр Сибири. – Томск, 2008. – № 5. – С. 20–22.
4. Коровин М.К. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. – Новосибирск, 1945. – 25 с.

Кузнецкий бассейн расположен в юго-восточной части Западной Сибири, в среднем и верхнем течении р. Томи. Он представляет собой замкнутую со всех сторон впадину, выполненную осадочными отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. В его центральной части имеют локальное распространение триасовые и юрские образования. По своим очертаниям бассейн напоминает неправильный четырехугольник. Северо-восточной и юго-восточной границами служат хребет Кузнецкого Алатау и его южное продолжение – Горная Шория. С юго-запада Кузбасс ограничен Салаирским кряжем. Границами его на северо-западе являются выпуклые к юго-востоку складчатые дуги Томь-Кольванской зоны, сложенные интенсивно дислоцированными породами палеозоя. По петрографическому составу угли в балахонской и кольчугинской сериях в основном гумусовые, каменные. По качеству угли разнообразны и относятся к числу лучших углей.

Самые плодотворные исследования Восточной Сибири, принадлежавшие еще М.А. Усову, начались после Великой октябрьской революции. Весь ранее собранный фактический материал и результаты многочисленных новых систематических исследований позволили советским геологам критически пересмотреть прежние выводы и правильно оценить историю геологического развития данного участка земной коры.

В процессе регионального изучения Восточной Сибири сложились противоположные гипотезы о тектогенезе Сибирской платформы и обрамляющих ее складчатых сооружений, исходящие из принципиально различных представлений о ходе геологической истории данного участка земной поверхности.

Одна из гипотез, которая легла в основу взглядов В.А. Обручева (учитель М.А. Усова) в исследованиях Сибири, гласит о концепции, что Байкало-Саянское нагорье является древнейшей частью материка Азии – «Древнем темени Азии».

Байкальские и Саянские складчатые сооружения не погружались под уровень моря от кембрия до настоящего времени. Складчатость «Древнего темени Азии» связана с докембрием, причем складчатые системы этой области располагаются дугообразно. Так, в ходе экспедиции на оз. Байкал (рис. 2) В.А. Обручев опроверг мнение известного исследователя Сибири И.Д. Черского о том, что впадина Байкала – результат продолжительного размыва и медленных складкообразных движений земной коры. Он писал: «Слишком она глубокая, слишком обширна, и слишком круты и обрывисты её склоны. Такая впадина могла быть создана только дизъюнктивными движениями земной коры и создана сравнительно недавно, иначе её крутые склоны были бы уже сглажены размывом, а озеро – его продуктами» [3].



Рис. 2. Первая скважина на берегу оз. Байкал. Экспедиция В.А. Обручева

Последующими исследованиями других учёных подтвердились также выводы Обручева о древних и молодых участках долин Ленского золотоносного района, генезисе золотых россыпей и их распределении.

Проводя геологическую разведку по предполагаемому маршруту Транссибирской магистрали, Обручев обратил внимание на странные нарушения земной коры, которые по всем признакам произошли сравнительно недавно. Особенно его заинтересовали причины катастрофы, произошедшей в январе 1862 г. в дельте реки Селенга, на берегу Байкала, когда под воду ушел участок площадью 260 кв. км². Принято было считать, что катастрофа случилась в результате оползня, однако Обручев установил, что она имела тектонический характер. Это совершенно противоречило тогдашним научным представлениям о земной коре [2].

Литература

1. Геологическое строение юга Сибирской платформы и нефтеносность кембрия / Васильев В.Г., Каленов Е.Н., Карасев И.П. и др. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – С. 78 – 79
2. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Труды СНИИГГИМС. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 95 с.
3. Думитрашко Н.В., Обручев В. А. – М.: География, 1955. – С. 13

**ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЧАЙКИНСКОГО ПОДНЯТИЯ,
ПРИУРОЧЕННОГО К ЮГО-ВОСТОЧНОМУ СКЛОНУ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ
АНТЕКЛИЗЫ**

Г.А. Алексашова¹, Л.А. Абукова²

Научный руководитель профессор Л.А. Абукова

¹ОАО «Научно-Производственный Центр «НЕДРА», г. Ярославль, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

В настоящее время стратегические планы по наращиванию ресурсного потенциала России все больше связываются с продуктивными комплексами Восточной Сибири, в связи с этим активизировались работы по геологическому изучению и оценке перспектив нефтегазоносности этого региона. Ниже изложены некоторые результаты работ в этом направлении, выполненные в ОАО «НПЦ «Недра» и ФГУП «СНИИГТИМС» коллективом геологов при непосредственном участии автора.

Палеотектоническим анализом рифей-вендских отложений и морфологии линейных дислокаций в 1999 г. выявлено Чайкинское поднятие, расположенное в 80 км к юго-востоку от Талаканского месторождения. Структура подтверждена региональными сейсморазведочными работами по реперу М₂ (Мигурский А.В.). Площадь поднятия 32×27 км², амплитуда 100 м. Структурная карта по кровле терригенных отложений представлена на рис. 1.

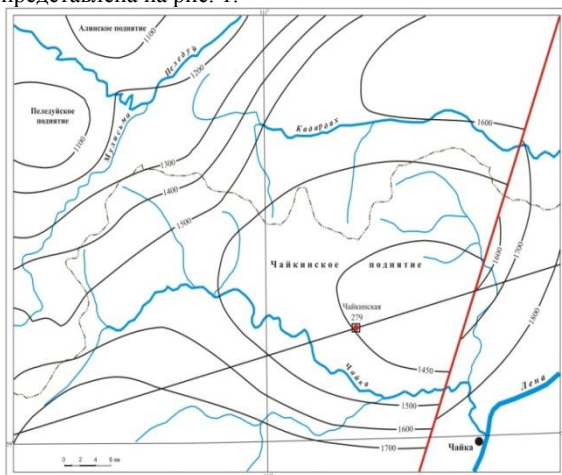


Рис. 1. Структурная карта Чайкинского поднятия по подошве турской свиты (отражающий горизонт М₂)



Рис. 2. Схема расположения скважин

Район относится к зоне сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба, мало изучен геофизическими методами и еще меньше глубоким бурением. Известно, что основные перспективные горизонты в этом регионе связаны с подсолевыми карбонатно-терригенными отложениями венда и кембрия.

Для уточнения строения поднятия и прогнозируемых скоплений углеводородов (УВ), состава и распространения отложений рифея и венда, а также привязки опорных сейсмических горизонтов в 2008-2010 гг. была пробурена и испытана Чайкинская параметрическая скважина № 279. В ней с глубины 1611-1629 м получен промышленный приток газа (164,5 тыс. м³/сут) с конденсатом (4,5 м³/сут). Продуктивный горизонт залегает в основании верхней подсвиты паршинской свиты и имеет необычный для Непского свода с его многочисленными месторождениями углеводородов (УВ) литологический состав. Речь идет о хамакинском продуктивном горизонте, представленном повсеместно песчаниками и вмещающем, например, большую часть запасов уникального Чаяндинского месторождения. В скважине Чайкинская ПС № 279 этот горизонт представлен доломитами.

С целью локализации зон нефтегазонакопления, выявления участков, перспективных на поиски углеводородов в рифейском и вендском нефтегазоносных комплексах, на Чайкинском поднятии северо-западного борта Предпатомского прогиба, в 2012 году ОАО «НПЦ «Недра» выполняет бурение Чайкинской ПС № 367, в 24 км северо-восточнее пробуренной ранее Чайкинской ПС № 279 (рис. 2).

По материалам обработки данных аэроэлектроразведочных (рис. 3) и гравиметрических исследований, выполненных ООО ГП «Сибгеотех», а также по распределению радиохимических полей (отношения тория к урану) в районе, включающем скважины Чайкинская ПС №279 и Чайкинская ПС №367, намечается своеобразная кольцевая (или в виде подковы?) структура, внешним диаметром около 40 км и внутренним диаметром около 15 км.

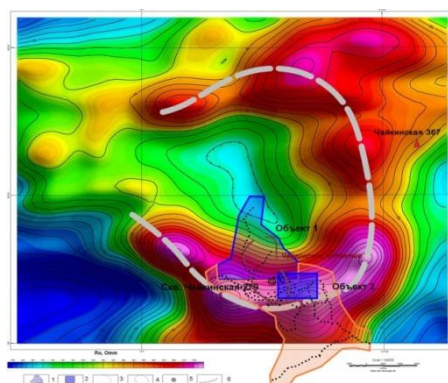


Рис. 3. Карта продольных электрических сопротивлений (изоом) по данным аэроэлектроразведочной съемки масштаба 1:50000 методом становления поля (по материалам ООО ГП «Сибгеотех»)

Открытая часть этой кольцевой структуры, которую (ООО ГП «Сибгеотех») предложено именовать Чайкинской, обращена на северо-запад. По всей видимости, данное физическое явление отражает особенности геологического строения архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента.

На структурной схеме А.В. Мигурского (2001) отчетливо видно, что Чайкинская кольцевая структура является непреодолимым препятствием для складчатых структур осадочного чехла Предпатомского прогиба, подходящих к ней с юго-запада (рис. 4).

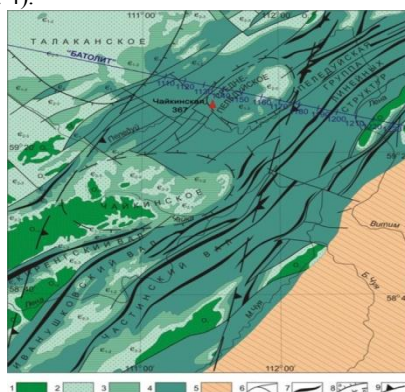


Рис. 4. Обзорная структурная схема Чайкинской-Пеледуйской зоны Предпатомского прогиба [Мигурский А.В., 2001 г.]

Условные обозначения: 1 – отложения ордовика, 2 – отложения среднего-верхнего кембрия; 3 – отложения нижнего – среднего кембрия; 4 – отложения нижнего кембрия; 5 – Байкало-Патомское нагорье, 6 – разрывы, 7 – оси линейных складок;

8 – поднятия (а) – доказанные, (б) – предполагаемые; 9 – границы Чичикано-Хамакинской рифтовой зоны

Ниже приведена корреляция скважин Чайкинской площади, построенная по данным ГИС с учетом фактических данных о разрезе по керну и шламу (рис. 5).

По результатам литолого-петрографических исследований, проведенных ФГУПП «СНИИГГиМС», выявлено, что разрезы скважин Чайкинской ПС № 367 и Чайкинской ПС № 279 нижнего, среднего кембрия и верхнего венда и по толщинам свит, и по их составу хорошо сопоставляются между собой. Изменения затрагивают мощности свит юрегинской свиты, она в скважине Чайкинская ПС №367 сократилась.

Пласт газонасыщенных брекчированных доломитов в низах верхнепаршинской подсвиты, вскрытый в Чайкинской ПС №279 и названный чайкинским продуктивным горизонтом, в скважине Чайкинская ПС №367 представлен плотными глинистыми известняками и известковистыми аргиллитами, участками брекчированными, без явных признаков коллекторов.

В скважине Чайкинская ПС №367 под отложениями бетинчинской свиты вскрыто 197 м конгломератовой толщи. В скважине Чайкинская ПС №279 такого не наблюдалось.

Подобные отложения были вскрыты в скважине Паршинской ПС № 1, которая по своему составу сопоставляется с джемуканской свитой, описанной в обнажениях р. Чуя. Такое изменение литологического состава можно объяснить блоковым строением Чайкинской площади.

По представлению автора, в пределах Чайкинского поднятия существовали благоприятные условия для нефтегазонакопления. К ним относятся тот факт, что структура расположена на пути миграции УВ из Предпатомского регионального прогиба в сторону Непско-Ботуобинской антеклизы, окружена орогенными сооружениями и представляет собой полузамкнутую структуру. В силу этих причин здесь в течение геологической истории могла сформироваться автономная флюидодинамическая система, способствующая сбору и сохранению фазобособленных УВ.

(поздний палеозой-мел) являются сложными соляными антиклиналями и куполами с разрушенными сбросами и разломами замковыми частями сводов.

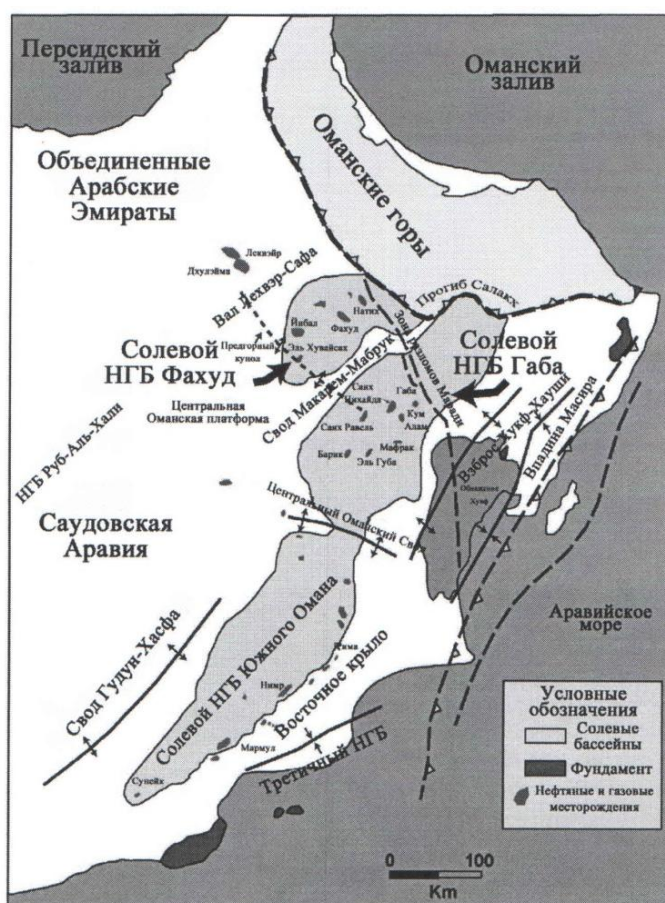


Рис. Структурные элементы и залежи нефти и газа

Первая добыча нефти началась в 1963 г. Сегодня средняя производительность скважины составляет 500-600 баррелей в день (70-80 т). Высок объем попутных пластовых вод (1:4). Отведение их в дальнейшем будет проблемой. Сегодня плотность нефти в градусах API=38-39° (легкая). Потенциальные промышленные запасы газа в Центральном Омане составляют почти 30 трлн. куб. футов. Более трети их залегают в глубоких геологических структурах ниже разрабатываемых нефтяных месторождений. Максимум добычи газа продолжится до 2025 г. Добыча и переработка его сконцентрирована сегодня на трех крупных месторождениях соляного бассейна Габа: Барик, Равель и Нихайда [2].

Нас радует, что есть большая потребность в специалистах, и Программа работ по дальнейшему развитию нефтегазодобычи. Горим желанием помогать подъему экономики страны в XXI веке.

Литература

1. Агентство энергетической информации, 1988. Аналитические сводки по странам – Оман: <http://www/eia.doc.gov/emeu/cabs/oman.html>, январь 14, 1998. – 8 с.
2. Боннан Дж., Фланган С.Ф. Разработка соляного бассейна Габа, блок 3. – Оман: Изд-во ГеоАравия, 1998. – Т. 3. – С. 74.

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ФЛЮИДУПОРОВ В ПЛАСТЕ Ю₁³ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.М. Баркалова, Е.В. Панова

Научные руководители доцент Н.М. Недоливко, доцент Т.Г. Тен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мыльджинское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от областного центра. Месторождение открыто в 1964 году, промышленная

нефтегазоносность его связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁¹–Ю₁⁴ – васюганской; Ю₂¹, Ю₂² – томенской и Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀ – куломзинской свит.

Целью работы явилось выявление условий осадконакопления, способствовавших формированию пород-коллекторов и флюидоупоров, и установление пространственных закономерностей размещения коллекторов различного типа в циклите Ю₁³н.

Для диагностики фациальных обстановок использовались данные керна и электрометрия скважин (кривая ПС – самопроизвольной поляризации стандартного каротажа); строились и анализировались карты: палеорельефа, мощностей отложений циклита и песчаного тела, литологического состава, песчаности. В качестве методического обеспечения исследовательских работ использовалась методика картирования и локального прогнозирования литологических ловушек УВ, разработанная В.С. Муромцевым [3] и изложенная в ряде работ А.В. Ежовой [2], В.Б. Белозерова с соавторами [1] и др.

Объект исследования – циклит Ю₁³н – выделен в составе верхней подсвиты васюганской свиты позднерурского (оксфордского) возраста. В нефтегазоносном отношении он является частью основного продуктивного горизонта Ю₁ Западной Сибири и входит в состав подугольной толщи. Он подстилается отложениями циклита Ю₁⁴, перекрывается угольным пластом У₁в.

Циклит Ю₁³н формировался на фоне расширяющейся регрессии, отступления моря, обмеления морского бассейна и приближения береговой линии. Разрез сложен хорошо отсортированными песчаниками с глинистым, иногда кальцитовым цементом. Вверх по разрезу песчаники сменяются маломощными пластами алевролитов, переходящих в глинистые породы. Перекрываются глинистые отложения угольным пластом У₁в.

Согласно карте палеорельефа (рис. 1), на начало формирования циклита Ю₁³н в центральной части территории располагалась цепь относительно изометричных палеоподнятий замкнутой конфигурации, трассирующаяся с юго-запада на северо-восток и север. Восточный склон поднятий был крутым, западный – более пологим.

Наиболее мощные осадки (рис. 2), достигающие 25,8 м, отлагались на северо-западе и на востоке территории, то есть в пределах склонов палеоподнятий, в то время как в центральной части месторождения, в осевых участках палеоподнятий накапливались менее мощные (максимум 8-9 м) отложения.

В этих же областях (рис. 3 и 4) отмечаются наибольшие мощности песчаного тела и высокая песчаность разрезов (на большей части территории она составляет более 50 %). Поля распределения этих параметров по площади имеют сходные между собой конфигурации.

В гранулометрическом плане область распространения песчаников крупно-среднезернистого гранулометрического состава (значения αПС от 0,8 до 1) также пространственно совпадает с северо-западной территорией (рис. 5), а разрезы, представленные преимущественно алевролитами и алевритоглинистыми породами (значения α_{пс} от 0,4 до 0,2 и менее) имеют ограниченное распространение и отмечаются локально только в центральной части месторождения, где область их развития имеет замкнутую форму.

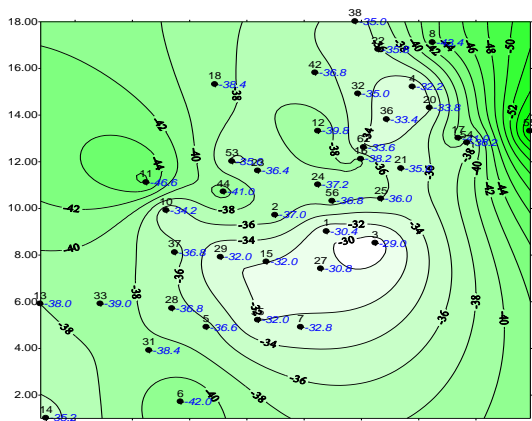


Рис. 1. Карта палеорельефа циклита Ю₁³н

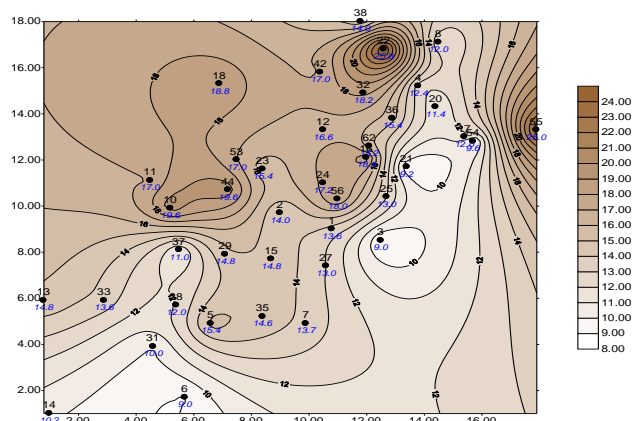


Рис. 2. Карта мощностей циклита Ю₁³н

Тип генетически связан с центральными частями вдольбереговых регрессивных баров, развит участками на севере, северо-западе и юге месторождения, его слагают коллекторы повышенного качества.

Для **второго типа** характерна меньшая мощность, среднезернистый и средне-мелкозернистый состав песчаников, средняя и высокая песчаность. Тип генетически связан со склонами вдольбереговых регрессивных баров. Тип оконтуривает участки распространения отложений I типа. Его слагают коллекторы хорошего качества.

Для **третьего типа** характерны средние значения мощностей и глинисто-алевритовый состав, иногда с подчиненными прослоями мелкозернистых песчаников. Тип генетически связан с межбаровыми лагунами, развит локально во впадинах, предполагается его распространение на юго-восток. Его слагают неколлекторы.

В **четвертом типе** мощности сокращены; разрез представлен песчаниками разнозернистыми и глинисто-алевритовыми породами. Песчаность составляет до 58 %. Отложения относятся к фации проомин

разрывных течений. Тип узкой полосой прослежен с северо-востока на юго-запад через всю территорию. Его слагают коллекторы разного качества: от повышенного до хорошего и плохого.

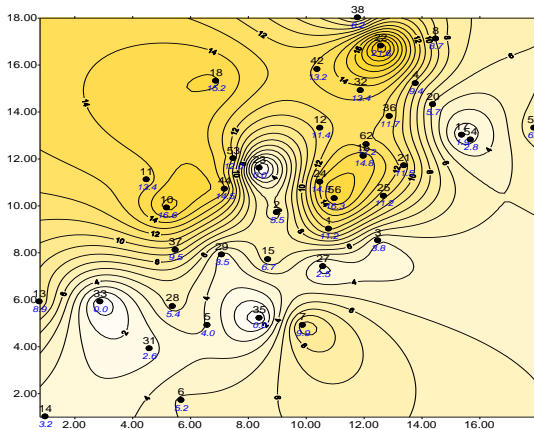


Рис. 3. Карта мощностей песчаников цикла Ю₁³н

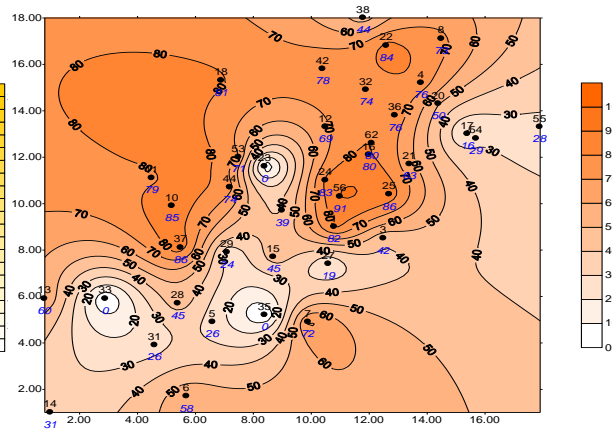


Рис. 4. Карта песчанности цикла Ю₁³н

Таким образом, увеличение общих мощностей осадков цикла обусловлено накоплением преимущественно песчаного материала. Первоначально он накапливался на повышенных участках рельефа, а в дальнейшем, по мере подъема морского дна, размывался и разносился волнами из центральных частей палеоподнятий на склоны и пониженные участки.

По форме кривой ПС стандартного каротажа, отражающей условия седиментации и направленность изменения литологического состава во время осадконакопления, была проведена типизация разрезов скважин, в результате которой выделено 4 типа разрезов. Области их распространения показаны на рис. 6.

Для 1 типа характерны: повышенные мощности, песчаный среднезернистый состав и значительная мощность песчаного тела; высокая песчанность. Форма кривой ПС представляет прямоугольник в зоне отрицательных отклонений ПС, со слабо изрезанной боковой линией. В литологическом отношении коллекторы сложены светло-серыми, полимиктовыми, косослоистыми песчаниками, с включениями гнезд пирита, сыпью сидерита, растительного детрита и следами жизнедеятельности донных животных.

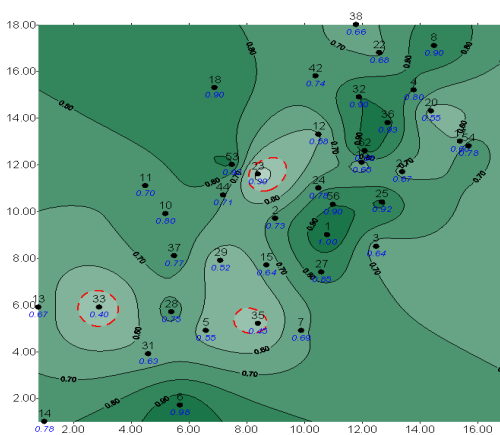


Рис. 5. Карта литологического состава цикла Ю₁³н и типы коллекторов по значениям аПС

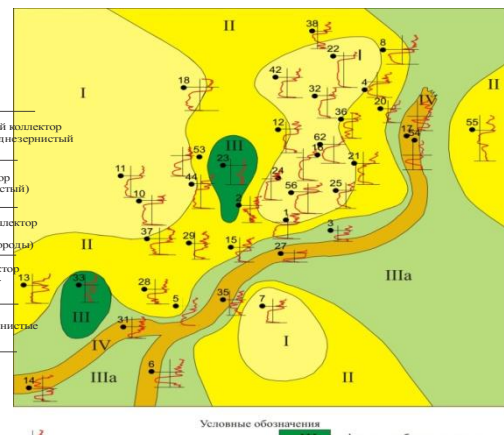


Рис. 6. Фациальная карта цикла Ю₁³н и типы разрезов

Таким образом, отложения цикла Ю₁³н накапливались в условиях регрессивного цикла при расчлененном рельефе дна мелководно-морского бассейна. Наряду с обмелением морского бассейна усиливались процессы механической денудации в областях сноса обломочного материала. Благодаря этому увеличивалось количество доставляемого песка в бассейн седиментации. Неравномерный рост отдельных поднятий приводил к усилению гидродинамической активности на участках подводных сводов и валов. Такие условия седиментации способствовали накоплению песчаного и алеврито-песчаного материала, его хорошей отсортированности и значительной мощности.

Литература

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.
2. Ежова А.В. Способы расчленения и корреляция осадочных толщ методом системного анализа на примере юрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет. – Томск, 2002. – С. 39 – 48.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОТЛОЖЕНИЙ ГОРИЗОНТА Ю₁ НА ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

С.Х. Бешлеев

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе изучалось геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в зоне сочленения двух крупных структур первого порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала.

Объектом исследования послужил горизонт Ю₁ юрского нефтегазоносного комплекса, выделенный в объеме верхневасюганской подсвиты и имеющий песчаные пласты, проиндексированные снизу вверх по разрезу как Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁² и Ю₁¹.

Отложения горизонта сформированы в разных фациальных обстановках континентального, морского и переходного режимов седиментации и представлены терригенными породами изменчивого состава с разными емкостно-фильтрационными свойствами. Нижняя граница горизонта Ю₁ выделяется во всех разрезах достаточно однозначно, так как горизонт залегает на глинисто-алевритовых породах нижневасюганской подсвиты мелководно-морского генезиса, развитой повсеместно и хорошо выделяемой на каротаже. Верхняя граница горизонта также выражена хорошо и проводится по глауконит-содержащим пиритизированным и карбонатизированным алевrolитам барабинской пачки георгиевской свиты.

Целью работы явилось изучение геологического строения верхнеюрского разреза, выделение реперных горизонтов, расчленение разреза, корреляция отложений и установления особенностей залежей горизонта Ю₁.

Актуальность исследований связана с продуктивностью горизонта, его сложным геологическим строением, латеральной и вертикальной литологической изменчивостью отложений и сложностью поисков залежей, связанных с литологическим замещением пород.

Для литологического расчленения, характеристики и корреляции верхнеюрского разреза использовался керновый материал и комплекс ГИС: стандартный каротаж (КС и ПС); индукционный каротаж (ИК); гамма- и нейтронный гамма-каротаж (ГК, НГК); кавернометрия (КВ); акустический каротаж (АК) масштабов 1:200 и 1:500. В результате изменения мощности пластов, их литологических характеристик и расстояния между ними, можно выявить условия осадконакопления, фациальную изменчивость и несогласное залегание, выклинивание пластов, тектонические нарушения, размывы.

Вслед за В.Б. Белозеровым, Е.Е. Даненбергом и другими [1, 2], в качестве основных реперных горизонтов были использованы по степени латеральной выдержанности, литологической однородности и образности выражения на кривых ГИС реперные горизонты разных категорий. К реперам первой категории были отнесены: толща аргиллитов баженовской свиты, глинистые породы нижневасюганской подсвиты и угольный пласт У₁. Эти отложения ярко выражены на кривых ГИС и прослеживаются на всей изученной территории. К реперам более низкого порядка, вслед за Ежовой А.В. и Недоливко Н.М. [3], нами отнесены угольные пласты: У₁^а, У₁^б, У₁^в, У₁^г. В заданном направлении эти реперы прослеживаются во всех семи разрезах скважин. Мощность реперных горизонтов приблизительно одинаковая: изменяется от 1 до 2 м.

В составе верхневасюганской подсвиты В.Б. Белозеровым и Е.Е. Даненбергом [1, 2] выделены подугольная, межугольная и надугольная толщи. Отложения, объединенные в эти толщи, формировались в течение определенного промежутка времени, характеризуются хроностратиграфическими границами, генетически взаимосвязаны и отражают цикличность седиментации.

Пласт Ю₁⁴ выделен в составе нижней части подугольной толщи, охватывает толщу преимущественно песчаных пород от кровли нижневасюганской подсвиты до угольного пласта У₁^г. Последний представлен хорошо выраженным на каротажных диаграммах угольным пластом мощностью около 1 м с удельным электрическим сопротивлением от 20 до 100 Ом·м, минимальными значениями ГК и НГК.

Залежь приурочена к песчаникам, имеет локальный характер распространения и вскрыта скв. 16, 17, 22 и 23. По данным ГИС водонефтяной контакт (ВНК) установлен на абс. отм. -2395 м. Залежь является водоплавающей. Ее размеры 1,4 x 0,8 км, высота залежи равна 5 м. Общая толщина изменяется от 8,6 до 20,4 м, в среднем составляя 14,3 м. Нефтенасыщенная толщина колеблется от первых м до 6,8 м (в среднем – 3,1 м). Отложения характеризуются высокой песчанистостью – коэффициент песчанистости равен 0,71; расчлененность составляет 3,5. Коэффициент пористости по данным исследований образцов керна (3 определения по 2

скважинам) и данным ГИС изменяется в достаточно узких пределах: по керну – от 0,13 до 0,14 (среднее значение 0,14); по материалам ГИС – от 0,17 до 0,18 (среднее значение – 0,18). Проницаемость по данным ГИС изменяется в пределах от 5,6 до 37,5 мД (в среднем – 35,9 мД). Начальная нефтенасыщенность определена только по материалам ГИС и изменяется в пределах 0,49-0,54 (среднее значение 0,50).

Пласт Ю₁³ приурочен преимущественно к верхней части подугольной толщи. Он характеризуется значительным чередованием проницаемых и плотных прослоев и представляет собой комплекс песчано-алевритовых пластов, разделенных пропластками глин, перекрывается углем или углисто-глинистой породой, выделяемыми как пласт У₁^в. В юго-восточной части структуры пласт Ю₁³ замещается плотными породами. Общая толщина пласта изменяется в пределах от 7,0 до 21,2 м, причем в восточной части структуры она меньше, чем на западной и составляет в среднем 7,6 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в диапазоне от 2,2 до 18,8 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 5,2 м. Пласт характеризуется значительной неоднородностью – низкой песчаностью (0,42) и высокой расчлененностью (3,8). Водонефтяной контакт для залежи установлен по промыслово-геофизическим данным и принят на отметке -2401 м. Залежь пластовая сводовая (с обширной водонефтяной зоной в западной части структуры). Высота залежи составляет 36 м, размеры равны 4,0 x 1,2 км. Коэффициент пористости по результатам исследований 8 образцов керна изменяется в пределах от 0,12 до 0,16 (среднее 0,14), по данным ГИС она изменяется в диапазоне от 0,17 до 0,18 (среднее 0,17). Проницаемость по данным исследований 8 образцов керна невелика и изменяется от 1,2 до 7,9 мД (среднее 3,5 мД). По материалам ГИС проницаемость изменяется в пределах от 4,6 до 37,0 мД (среднее 30,5 мД). По результатам 4 гидродинамических исследований (по 2 скважинам) среднее значение проницаемости составляет 10,5 мД (при вариации в пределах от 5,0 до 16,0 мД). Начальная нефтенасыщенность, определенная по данным ГИС, изменяется в пределах от 0,48 до 0,60 (среднее 0,59). Нефть пласта Ю₁³ по поверхностным пробам характеризуется следующими свойствами: кинематическая вязкость – 2,58 мм²/с, содержание серы – 0,35 %, парафина не обнаружено, смол – 5,9 %, асфальтенов – 5,3 %.

Пласт Ю₁² выделен в составе надугольной толщи и представлен преимущественно песчаной толщей. Он залегает на угольном пласте У₁ и, как правило, достаточно уверенно отделяется от вышележащих отложений глинистым пропластком толщиной от 4 до 8 м. В разрезе он представлен одним тонким пропластком песчаника, в ряде случаев – двумя или более песчаными пропластками, разделенными тонкими глинистыми или алевролитовыми прослоями. В северной и южной частях структуры коллекторы пласта ограничены литологическим замещением.

Общая толщина пласта колеблется от 1,6 до 5,8 м, эффективная нефтенасыщенная – от 0,6 до 4,6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 1,3 м. Пласт характеризуется низкой песчаностью (коэффициент песчаности 0,53) и расчлененностью 1,3. Коэффициент пористости по данным исследований одного образца керна составляет 0,14; по материалам ГИС изменяется в пределах от 0,12 до 0,17, в среднем составляя 0,15.

Проницаемость пород по данным исследований одного образца керна составила 1,4 мД. По геофизическим данным проницаемость изменяется в пределах от 1,5 до 22,2 мД, среднее значение равно 6,0 мД.

ВНК по залежи пласта Ю₁² принят на отметке -2401 м. Залежь пластовая сводовая с незначительной водонефтяной зоной. Размеры залежи равны 3,0 x 2,5 км, высота изменяется в пределах 45,5-54,5 м.

Пласт Ю₁¹ имеет изменчивый состав и толщина его колеблется от 6 до 20 м. Это объясняется не только обстановкой осадконакопления, но и размывом кровли циклита в начале кимериджского века. К песчаному пласту циклита приурочена одна нефтегазоконденсатная залежь. Залежь пластовая сводовая с незначительной водонефтяной зоной. Она имеет размеры 9 x 5 км, высоту – 45 м. Газовая шапка пласта Ю₁¹ вскрыта скважинами 22, 23, 16 и 17. Ее размеры равны 1 x 1 км, высота – 7,4 м. Пласт имеет наибольшее распространение по площади и содержит 87 % начальных извлекаемых запасов нефти всего месторождения. В разрезе пласт представлен в основном одним (более чем в половине скважин) песчаным пропластком толщиной в среднем около 10 м. В остальных скважинах пласт Ю₁¹ слоями глинистых пород или алевролитов делится на 2-6 пропластков с общей толщиной 12-13 м. Покрышкой служат аргиллиты георгиевской, баженовской и куломзинской свит. Общая толщина пласта Ю₁¹ колеблется от 6 до 20 м, эффективная нефтенасыщенная – от 1,6 до 18,0 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 6,8 м, средняя газонасыщенная толщина – 3,8 м. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -2401 м, ГНК -356 м. Отложения характеризуются высокой степенью песчаности – коэффициент песчаности составляет 0,70. Расчлененность равна 3,0.

По данным исследований керна (159 образцов из 6 скважин) коэффициент пористости пород изменяется в пределах от 0,04 до 0,20 и в среднем составляет 0,14. Проницаемость изменяется в пределах от 1,1 до 254,1 мД (среднее значение равно 19,2 мД). Нефтенасыщенность пласта (129 исследований по двум скважинам) изменяется в пределах от 0,27 до 0,78 (составляя в среднем 0,62). По данным геофизических исследований скважин коэффициент пористости изменяется от 0,14 до 0,18 (среднее значение равно 0,16), проницаемость изменяется в пределах 31,3-33,8 мД (среднее значение – 24,3 мД). Нефтенасыщенность изменяется в пределах от 0,47 до 0,74 (среднее значение – 0,63). По результатам гидродинамических исследований проницаемость изменяется в пределах 2,0-50,7 мД (среднее значение – 12,0 мД).

Определение коэффициента вытеснения нефти водой проведено в лабораторных условиях на 14 образцах из двух скважин. Его величина оценена равной 0,5 при проницаемости порядка 0,025 мкм². Нефть пласта Ю₁¹ по поверхностным пробам характеризуется следующими свойствами: плотность – 0,812 г/см³, кинематическая вязкость – 2,79 мм²/с, содержание серы – 0,32 %, парафина – 3,15 %, смол – 4,26 %, асфальтенов – 0,47 %. Газ газовой шапки является типичным для газоконденсатных месторождений, он содержит 84,03 % метана, 2,04 % этана, 1,6 % пропана, плотность газа – 0,939 кг/м³. Газовый конденсат имеет плотность 0,713

г/см³, молекулярный вес – 100,9. Количество растворенных газов и легких углеводородов составляет: до С₄ – 4,64 %, до С₅ – 9,02 %.

Васюганский горизонт с размытом перекрывается георгиевским. В основании георгиевской свиты залегает пласт Ю₁⁰. Он отделяется от пласта Ю₁¹ глинистым пропластком небольшой мощности, о чем свидетельствует отклонение кривой ПС вправо. Мощность пласта изменяется от 1 до 4 м. Выше его расположена барабинская пачка, сложенная плохо отсортированными, глауконитосодержащими, пиритизированными, кальцитизированными алевролитами, содержащими фаунистические остатки (битые ракушки, ростры белемнитов).

Глинистая часть георгиевской свиты, представленная темно-серыми тонкодисперсными глинами, имеет незначительную мощность. Баженовская свита, представленная битуминозными аргиллитами, имеет хорошо выраженную геофизическую характеристику: очень высокие значения ρ – до 240 Ом·м и высокие значения естественной радиоактивности (до 60 γ). Подошва баженовской свиты является реперной поверхностью на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.

Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков лито-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 171 – 180.
2. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск, 1988. – С. 75 – 83.
3. Ежова А.В., Недоливко Н.М. Стратиграфия и корреляция отложений средней-верхней юры восточной части Нюрольской впадины // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты / Под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГИМС, 2003. – С. 107 – 117.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ГАЗА ИЗ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОУКРАИНСКОГО БИТУМОНЕФТЕГАЗАНОСНОГО РЕГИОНА

В.С. Боднарчук

Научный руководитель профессор А.А. Орлов

*Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина*

В связи с обострением дискуссии по проблеме возможности поисков, разведки и добычи природного газа в Карпатском регионе были проведены полевые исследования пород спасской свиты в обнажениях русла р. Днестр и его притоков, на площади посёлков Тершов, Бусовыско и Верхний Лужок в 15 км юго-западнее г. Старый Самбор [1].

В геологическом отношении данная площадь находится в пределах Береговой скибы Скибовой зоны Карпат, в краевой северо-восточной полосе надвига указанной скибы на Бориславо-Покутскую подзону Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Об этом свидетельствует частое залегание пород под углами 80-90°. Интересно, что в обнажениях вдоль р. Днестр отмечены вертикально залегающие консолидированные породы спасской свиты. Однако на отдельных участках можно наблюдать выполаживание пластов пород, где они залегают под малыми углами падения, а в некоторых случаях почти горизонтально.

Отложения спасской свиты являют собой слоистую толщу, которая состоит из черных сланцевоподобных аргиллитов и сланцев, темно-серых алевролитов, серых и темно-серых песчаников, встречаются кое-где слои светло-серых полосчатых известняков. Встречаются черные аргиллиты, метаморфическое превращение которых позволяет называть их сланцами, и темно-серые алевролиты, слабо-известковые, а также слои и прослойки этих пород, которые не реагируют с HCl. Везде в свежем изломе черносланцевых аргиллитов и темно-серых алевролитов присутствует сильный запах битума. Кроме того, черный аргиллит – жирный на ощупь. Песчаники, которые залегают в толще спасской свиты, серые, в основном кварцевые, с глауконитом, от мелко- до среднезернистых, слабо- и среднеизвестковые. Их толщина иногда превышает 60 см. Известняки серые, очень часто полосчатые, сильно метаморфизованные, толщиной до 60 см.

Из отобранных образцов пород были изготовлены шлифы, по которым были проведены литологические и микроскопические исследования, в результате которых отмечено присутствие большого количества органики в породах.

Следовательно, спасская свита нижнего мела, вероятно, является перспективным объектом для поисков, разведки и добычи углеводородного сырья, как в традиционных породах-коллекторах, так и природного газа из битуминозного аргиллита, методом бурения горизонтальных скважин с последующим гидроразрывом пластов.

Кстати, в 1977 г. подобные спасской свите отложения были вскрыты поисково-разведочными скважинами в пределах Западно-Сибирской платформы в верхнеюрских отложениях, из которых были получены промышленные дебиты нефти (100 и более тонн в сутки). Указанные отложения юры состоят, как и спасская свита, из сланцевоподобных аргиллитов и алевролитов, которые ранее рассматривались как породы-покрышки. Но они оказались значительно более насыщены нефтегазоконденсатом и были описаны в литературе, как новый

тип пород-коллекторов – баженины [4]. Они мало чем отличаются от темно- и черносланцевых пород спасской свиты, вскрытых скважиной Шевченко-1 в интервале 5280-5286 м. Происхождение углеводородных залежей баженинов большинством исследователей связывается со сланцеватостью и микрокливажными трещинами в породах, в которых углеводородные флюиды отжимались непосредственно из черных аргиллитов и сланцев [1, 4, 5].

В настоящее время нами (Боднарчуком В.С., Мазур А.П. и Вельченко Л.М.) продолжают исследования спасской свиты нижнего мела в Межгорском районе Закарпатской области, где мощные пласты сланцеватых пород выходят на дневную поверхность в русле р. Река, на территории п. Майдан, который располагается в 20 км к северо-западу от пгт. Межгорье. В районе выхода горных пород был проведен отбор образцов для дальнейших исследований. В геологическом отношении данная площадь находится в пределах Кросненской зоны Складчатых Карпат. Породы здесь залегают под разными углами (от 45 до 65°), однако встречаются обнажения с залеганием пород под углами 85-90°.

Отложения спасской свиты в данном районе представляют собой толщи сланцеподобных аргиллитов и темноцветных сланцев (от серого к черному), участками встречаются пласты серых и темно-серых песчаников. Аргиллиты черные, неизвестковистые, мягкие, тонкослоистые, хрупкие. Зачастую в породах по плоскостям наложения или по трещинам имеются налеты гидроксидов железа. Аргиллиты состоят из тонких пелитовых частиц глинистых минералов, которые образуют вместе с примесями (5-10 %) пелитоморфного кремнезема достаточно однородную основную массу, обогащенную тонкодисперсным пиритом. В ней иногда присутствует небольшое количество (до 10 %) мелких алевритовых зерен кварца, полевых шпатов и чешуек мусковита.

Структура сланцеватого аргиллита пелитовая или алевритопелитовая; текстура однородная или микрослоистая. Последняя обусловлена неравномерностью распространения примесей и окраски пород. Толщина сланцеватых аргиллитов иногда достигает до 2 м и более. Встречаются также песчаники темно-серые и серые, кварцевые, мелкозернистые (редко – среднезернистые), алевриты кремнистые, иногда известковые, очень плотные и крепкие, нередко кварцитовые, тонкослоистые (0,1-1,5 м, реже до 0,3 м), сильно трещиноватые. Цемент кремнистый, глинисто-кремнистый или карбонатный. Текстура песчаников однородная и слоистая. При полевых исследованиях было отмечено отсутствие реакции горных пород с HCl.

Также отмечена полоса красноцветных сланцев толщиной до 5 м. Кирпично-красные образования гидроксидов железа связаны с выветриванием черных битуминозных сланцеподобных аргиллитов и сланцев. Они представляют собой высохшую на солнце гелеподобную массу гидроксидов железа, которые образовались за счет окисления пирита и органических веществ. Особенно, принимая во внимание, что данный район находится на склонах высот и часто в его пределах встречаются участки, на которых грунтовая вода выходит на поверхность не в виде ключа, а просачивается сквозь породы, разливаясь по площади и на поверхности пород в обнажениях. В пределах этих участков процессы окисления пирита и органических веществ при нагревании проходят со сравнительно большей интенсивностью. Окисленное железо залегают в виде геля гидроокиси и оседает на плоскостях наложения и по щелям, образуя присыпки, таким образом, окрашивая эти небольшие площади в кирпично-красный цвет. Они располагаются на склонах в обнажениях, которые обращены к солнцу. Окисление пирита и органических веществ вызывает изменение цвета черных пород.

Предыдущие макроскопические исследования отобранных из обнажений образцов пород позволяют говорить о том, что они обогащены органическим веществом. Об этом свидетельствует, как их черная окраска, так и запахи битумов в свежем изломе горных пород, которые жирные на ощупь.

О наличии высокого содержания битумоидов также свидетельствует проведенный в лабораторных условиях люминесцентно-битуминологический анализ образцов, отобранных в обоих районах. Встречаются битумы разных типов. В основном это смолистые и маслянисто-смолистые битумы. Результаты лабораторных работ прошлых лет свидетельствуют о том, что поток газообразных углеводородов на своем пути значительно изменяет состав, в том числе вплоть до образования смолистых веществ.

Содержание битумов в исследуемых породах колеблется в широких пределах от 0,04 до 1,25 %, а в растворе составляет в среднем – $3,1 \cdot 10^{-4}$ г/мл. Опираясь на лабораторные исследования, которые были проведены на многих месторождениях нефти и газа, содержание битумов не превышало $n \cdot 10^{-4}$ %. В таком случае можно сделать вывод, что территории исследований достаточно богаты битами. Битумы легкие, о чем свидетельствует ярко-голубая окраска смеси измельченной породы и хлороформа под ультрафиолетовым светом. Цвет люминесценции капиллярных вытяжек позволил определить, что битумы, которые содержатся в породе, относятся к сапропелевому типу, тип битумоида – С. В результате полного комплекса лабораторных исследований, который включал в себя сравнение свечения битуминозных включений непосредственно в пробирках, сравнение капиллярных вытяжек, проведение капельного анализа (нанесение капли нелюминесцирующего растворителя – хлороформа, CHCl_3), был сделан вывод, что исследуемые породы перспективны в плане поисков, разведки и добычи газа из нетрадиционных пород-коллекторов. Все вышеприведенные результаты получены из пород спасской свиты, отобранных в обнажениях р. Днестр и ее притоков в районе г. Старый Самбор и р. Река – п. Майдан.

Следует обратить особенное внимание на то, что при проведении полевых геологических исследований в пределах п. Майдан Закарпатской области, на северо-восток от автомобильного моста, который находится на крайнем рубеже населенного пункта на расстоянии около 1,5 км, было обнаружено небольшое болото. Оно размещено в 5-7 м от р. Река на одной из ее террас. На данном участке был замечен интенсивный выход газа из водоема. Учитывая, что этот регион славится своими минеральными источниками, а вблизи находится п. Соймы с источником минеральной воды, было выдвинуто предположение, что это выход сероводорода или обычного болотного газа. Однако после того, как в южной части болота были замечены маслянистые плёнки на

поверхности воды, был осуществлен отбор проб газа и жидкости для дальнейшего их исследования уже в лабораторных условиях. Проведя лабораторные исследования отобранных проб, были получены позитивные результаты, которые свидетельствуют о том, что в данной местности наблюдался выход природного газа. Это подтверждается углеводородными компонентами, выявленными при анализе. Но в связи с тем, что пробы отличаются содержанием одна от другой, хотя отобраны в пределах небольшой территории, впоследствии планируется провести более детальные полевые геологические исследования данного региона, потому что на данный момент еще невозможно сделать конечный вывод о причине отличия в показателях.

На данном этапе исследований можно даже сделать предположение, что на исследуемом участке толща спасской свиты нижнего мела газоносная. Выше упомянутый естественный газ, который выделяется из пород этой толщи, является следствием его вертикальной миграции даже к дневной поверхности, то есть дизмиграции из газовых источников, которые сосредоточены в нижнемеловой толще на еще неопределенных глубинах. Указанное свидетельствует о высокой перспективности в отношении поисков и добычи природного газа из спасской свиты нижнего мела Закарпатья, как из традиционных, так и из нетрадиционных коллекторов. Поэтому, возможно даже в будущем рекомендовать данную территорию для более детальных и тщательных поисков и разведки природного газа.

Именно по этой причине бесспорным является тот факт, что поиски и разведка природного газа из нетрадиционных коллекторов являются перспективными. Однако нужно сказать, что экологические аспекты добычи углеводородных энергоносителей из нетрадиционных коллекторов, таких как сланцы, сланцеватые аргиллиты и алевролиты, изучены недостаточно для применения такого коврового метода добычи в пределах заселенных западных областей Украины, особенно это касается бурения горизонтальных скважин до 5 км в большом количестве под населенными пунктами. Поэтому мы предлагаем кардинально другой подход в решении данной проблемы, а именно, проведение работ на старых уже загрязненных углеводородных месторождениях путем бурения горизонтальных скважин в толщах, которые считались крышками, однако очень обогащенных органическим веществом, как, например, сланцеподобные аргиллиты менилитовой свиты, спасской свиты, глинистые толщи неогена Внешней зоны Предкарпатского прогиба, Вольно-Подольской плиты и даже Закарпатья, которое рассматривается нами более детально в опубликованной статье и других источниках [1, 2, 3]. Но в указанных толщах необходимо в будущем провести детальные палеогеотермические исследования для определения стадий катагенеза органического вещества и условий его превращения в газовые углеводороды.

Литература

1. Бітумографогазогеологічне районування і напрямки пошуків нафти і газу в нетрадиційних колекторах західних областей України / Орлов О.О., Боднарчук В.С., Калиній Ю.А., Мазур А.П. // Науковий вісник: наук.-техн. журнал ІФНТУНГ, 2012. – № 3 (33). – С. 17 – 29.
2. Орлов О.О., Боднарчук В.С. Основні об'єкти пошуків газу в бітумінозних відкладах в західних областях України // Вісник харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. – Харків, 2012. – № 997. – С. 50 – 58.
3. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтев А.В. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. – 152 с.
4. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – Москва, 1979 – № 10. – С. 26 – 29.
5. Пути повышения эффективности поисков залежей нефти и газа в пластах Ю₀, Ю₁ и Ю₂-Ю₂⁰ юрских отложений Среднего Приобья / Орлов А.А., Журакинский М.Д., Ляху М.В. и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – М., 1986. – С. 6 – 8.

НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ПРИРОДУ КОЛЛЕКТОРОВ В ГРАНИТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Буй Кхак Хунг

Научные руководители доцент Т.Г. Тен, доцент В.Н. Ростовцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При всем многообразии типов залежей углеводородов, сложности их строения нефтяная залежь, контролируемая отложениями гранитов месторождения Белый Тигр, уникальна. Во-первых, огромные запасы нефти сконцентрированы в отложениях гранитоидов. Во-вторых, с точки зрения современных взглядов осадочно-миграционной теории происхождения нефти эти отложения не могут генерировать нефть и газ, а миграция нефти из миоценовых и олигоценых отложений в коллекторы фундамента, как это считают многие исследователи, по ряду причин малоубедительна. В-третьих, до настоящего времени нет единства взглядов на условия формирования и тип коллекторов продуктивных гранитоидов Белого Тигра. В настоящее время общепринятым считается, что в этой залежи мы имеем дело с трещинно-кавернозным типом коллектора. По мнению ведущих специалистов [1], занимающихся системным изучением этого месторождения, коллекторы такого типа сформировались следующим образом: «Под воздействием геологических процессов в массиве фундамента образовались пустоты в виде трещин, каверн, пор и карстообразных полостей. Главными факторами их формирования являются петрографический состав, тектонические движения, гидротермальные процессы, явления катаклаза и дробления». Такая формулировка представлений коллекторов этого типа порождает ряд вопросов, связанных или с неточностью терминологии или с неправомочностью предполагаемых процессов. Как петрографический состав гранитов может стать главным фактором их формирования, или как в гранитах могут

протекать широкомасштабные гидротермальные процессы, не говоря уже об карстообразовании в гранитах? Не менее интересным остается вопрос, как при наличии трещиноватого коллектора мы получаем притоки нефти в 1500 и 150 т/сутки? При этом данные открытой пористости пород фундамента по керну характеризуют, главным образом, плотную, непроницаемую матрицу или блоковую часть сложного коллектора. Как при среднем значении открытой пористости по керну в 2 %, проницаемость изменяется в большом диапазоне, от единицы до нескольких тысяч мД. Отсутствие связи между пористостью и проницаемостью свидетельствует о том, что мы имеем принципиально новый тип коллектора, который объяснить только трещиноватостью достаточно сложно. Пытаясь ответить на эти сложные вопросы, в первую очередь, было рассмотрено геологическое строение месторождения Белого Тигра в целом. В принципе структура месторождения Белого Тигра сформирована выступом гранитного массива амплитудой 1800-2000 м, который в раннем олигоцене воздымался над этой территорией (рис. 1) [2]. К этому выступу, начиная с его подножья, постепенно наращиваясь, отлагаются отложения нижнего олигодена, представленные свитой чаку. Отложения этой свиты представлены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин, прослоев угля – преимущественно отложениями континентального генезиса.

Континентальное осадконакопление в виде дельтовых, речных, озерных отложений, выделенных в свиту чатан, облекающий этот выступ, по нашим расчетам, происходило в течение 13 миллионов лет. За это время на разных отметках с разной интенсивностью шло разрушение гранитного массива за счет традиционного физического выветривания, что приводило к формированию принципиально нового типа коллектора. Этот процесс, вероятнее всего, полностью прекратился, когда гранитный массив оказался перекрытым 45 метровой толщиной верхней части чатанской свиты, в кровле которой формировались осадки мелководно-морского и морского генезиса.

Впоследствии они стали выполнять и функцию покрывки гранитной залежи нефтяного месторождения Белый Тигр. Окончательное формирование основы этого месторождения, очевидно, завершилось после формирования отложений свиты батьхо, в основном представленной мелководно-морскими и морскими отложениями. Они окончательно создали благоприятные условия для сохранения нефтяной залежи в гранитном массиве. Особым вопросом стоит вопрос о генезисе нефти этой залежи, но он пока нами не рассматривался, основная задача сводилась к пониманию условий формирования коллекторов этой залежи, когда при низкой пористости могут формироваться зоны с огромной проницаемостью, способной обеспечивать фантастические притоки нефти. При поисках ответа на этот вопрос было обращено внимание на тот факт, что 13 миллионов лет гранитный выступ находился в зоне физического выветривания. Это привело нас к мысли о необходимости изучить, что происходит с гранитными массивами, которые в настоящее время подвергаются физическому выветриванию в различных частях Земного шара. На рисунках 2 и 3 приведены примеры результатов физического выветривания гранитных массивов.

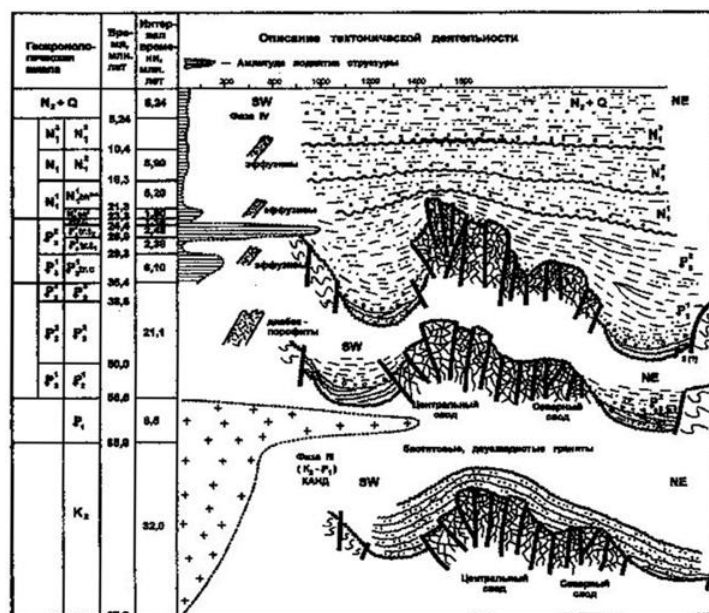


Рис. 1. Принципиальная схема строения месторождения Белый Тигр (по Х.Д. Тиен, 1995)



Рис. 2. Гранитный массив Алтая

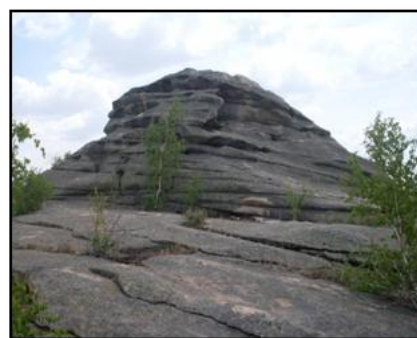


Рис. 3. Гранитный массив Хакасия

На них отчетливо видно, что системных трещин, тем более большого количества мы не наблюдаем. За трещины можно принять своеобразную слоистую структуру (рис. 3) гранитного массива, сформированную плоскими единичными гранитными телами, имеющими разную толщину, но не превышающую одного метра. Безусловно, зона сочленения этих маломощных гранитных тел формирует объёмы для аккумуляции углеводородов. Другими словами, такая структура гранитов формирует коллекторы, но они не связаны с трещиноватостью в традиционном понимании этого геологического термина. Самих трещин на этих индивидуальных гранитных телах мы не наблюдаем. Эти наблюдения дают основание поставить вопрос о правомерности наличия трещиноватых коллекторов в гранитах залежи Белого Тигра. На рис. 2 мы отчетливо видим вертикальное расчленение гранитного массива на отдельные блоки, которые сформировались за счет физического выветривания, а не за счет тектоники. Между этими гранитными блоками создаются огромные пустотные полости, которые могут формировать зоны с повышенной проницаемостью.

Кроме того при внимательном изучении этого рисунка отчетливо видны полости (показаны стрелочками), которые можно принимать за каверны. Но эти образования сформировались не за счет карстообразования и геотермальных процессов, а за счет особенностей внутреннего строения гранитного массива. На этом рисунке и многочисленных других фотографиях, которые из-за объемов данной работы невозможно привести, и природных объектах, которые мы наблюдали на геологической практике в Хакассии, отчетливо видны шарообразные полости, сформированные за счет отделения специфических объектов из общего гранитного массива. Безусловно, эти полости рассматриваются как карстообразные каверны. Но их природа – физическое выветривание. Приведенные данные позволяют сделать вывод о том, что в гранитах месторождения Белый Тигр мы имеем принципиально новый тип коллектора, ранее никем не описанный. В связи с этим предлагаем эти коллекторы относить к погребенным коллекторам эрозионно-денудационного типа.

Литература

1. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения Белый Тигр / Чан Ле Донг, Чан Ван Хой и др. // Геология и геологоразведочные работы, 2006. – № 6. – С. 24 – 25.
2. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – М.: Изд-во государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 250 с.

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ И ПЕРЕСЧЕТ ЗАПАСОВ СЕВЕРНОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Буй Тхи Нган

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяное месторождение Белый Тигр открыто в 1975 г., введено в разработку в 1986 году. Залежи нефти приурочены к песчано-глинистым отложениям осадочного чехла и трещиновато-кавернозному гранитоидному массиву фундамента. Предыдущие подсчеты запасов нефти и газа выполнены в 1988, 1991, 1995, 1997 и 2002 г.г.

После 2002 г. на месторождении проведены дополнительные сейсморазведочные работы, разведочное бурение, и опережающее эксплуатационное бурение. В пробуренных новых эксплуатационных скважинах осуществлены исследования керна, проб нефти, воды и газа, что позволило увеличить запасы нефти и перевести их из категории C_2 в категорию C_1 . В итоге уточнены параметры, строение и границы залежей нефти и месторождения в целом. В 2003 году в северной части месторождения проведены морские сейсмические исследования МОГТ-3D на площади 75 км². В результате интерпретации сейсмических исследований в комплексе с данными бурения уточнено строение северного окончания месторождения и осуществлен пересчет запасов нефти Северного блока по категории $B+C_1$.

Фундамент в пределах северного блока сложен гранитами, гранодиоритами и диоритами, обладающими повышенной кавернозностью и трещиноватостью, и характеризуется в значительной мере

петрофизической неоднородностью. За счет наличия многочисленных разрывных нарушений фундамент имеет очень сложное строение. При исследовании отобранного керна по фундаменту образцы пород характеризуют матрицу, неизмененную вторичными процессами или измененную, с микротрещиноватостью. В связи с этим по полученным результатам не имеется возможности для уверенного определения пустотности и насыщенности. Для залежей Северного блока фундамента месторождения Белый Тигр, в связи со сложным строением и трудностью определения объема пор в трещиноватых коллекторах, в качестве оценочного пересчета запасов используется метод материального баланса [2].

Как отмечает Ф.А. Гришин, различия методов, основанных на принципе материального баланса, обусловлены режимами работы залежей. Для каждого режима характерно проявление тех видов энергии пласта, которые определяют продвижение нефти и газа к забоям скважин. Для подсчета запасов нефти методом материального баланса используются формулы Гришина Ф.А. [1]:

$$Q_0 = \frac{Q(1-k_v)(1+\beta_n \Delta P)}{[\beta_n + \beta_n - k_v(\beta_n - \beta_v)] \Delta P} \text{ для залежи с упругим режимом,} \quad (1)$$

$$Q_0 = \frac{Q \cdot B - (W - w) \lambda}{B - B_0 + \frac{B_0(k_v \beta_v + \beta_n) \Delta P}{1 - k_v}} \text{ для залежи с упруговодонапорным режимом} \quad (2)$$

Где: Q_0 , Q соответствуют начальным геологическим запасам нефти и накопленной добыче нефти, тыс. m^3 ;

k_v – коэффициент остаточного водонасыщения, принятый равным 0,15;

$\beta_n, \beta_v, \beta_n$ – коэффициенты сжимаемости нефти, воды и пустот соответственно;

B_0, B – объемный коэффициент нефти при начальном и текущем пластовом давлении;

ΔP – перепад давления, МПа;

W, w – количество внедрившихся в залежь и добытых вод, тыс. m^3 .

В пределах залежей Северного блока фундамента выделены три подсчетных зоны 2а, 2б, 2с (рис. 1) со сравнительно близкой характеристикой изменения пластовых давлений в скважинах во времени. Режимы залежей определены на основании построенной зависимости объема накопленной нефти в пластовых условиях $Q_{н.пл} = F(\Delta P)$, где ΔP – перепад давлений между начальным и текущим значениями пластового давления.

Для упругого режима залежей характерна линейная зависимость, а для упруговодонапорного – перегиб в точке вторжения в залежь воды. Так, упругий режим отмечен для зон 2б, затем с появлением искусственного упруговодонапорного режима отмечен для зон 2с. Естественный упруговодонапорный режим наблюдается в зоне 2а (рис. 2).

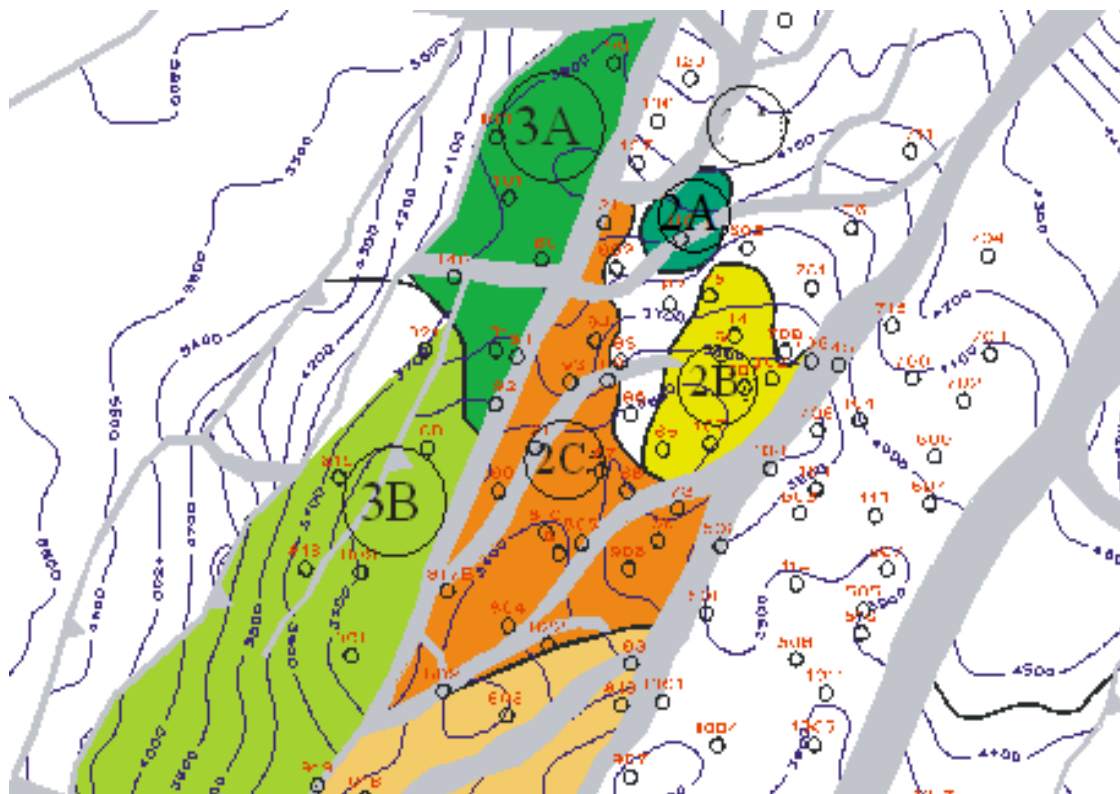


Рис. 1. Схема расположения подсчетных зон

Данные для оценки запасов нефти на Северном блоке фундамента месторождения Белый Тигр методом материального баланса представлены в таблице 1.

По формулам Гришина Ф.А. рассчитаны начальные запасы нефти каждой зоны.

Начальные запасы нефти зоны **2a** с естественным упруговодонапорным режимом:

$$Q_{-2a} = \frac{217 \cdot 1,5052 - (189 - 169) \cdot 1,0755}{(1,5052 - 1,4830 + \frac{1,4830 \cdot (0,15 + 0,0005 + 0,0019) \cdot 8,66}{1 - 0,15})} \cdot 0,831 = 4840 \text{ (тыс. т)}$$

Начальные запасы нефти зоны **2b** с упругим режимом:

$$Q_{-2b} = \frac{659 \cdot (1 - 0,15) \cdot (1 + 0,0027 \cdot 13,33)}{(0,0019 + 0,0027 - 0,15 \cdot (0,0027 - 0,0005)) \cdot 13,33} \cdot 0,831 = 8439 \text{ (тыс. т)}$$

Начальные запасы нефти зоны **2c** с упруговодонапорным режимом:

$$Q_{-2c} = \frac{4847 \cdot 1,5797 - (3881 - 261) \cdot 1,0811}{(1,5797 - 1,5051 + \frac{1,5051 \cdot (0,15 + 0,0005 + 0,0019) \cdot 19,83}{1 - 0,15})} \cdot 0,831 = 21580 \text{ (тыс. т)}$$

Суммарные запасы, подсчитанные для естественных и искусственных упруговодонапорного режимов Северного блока фундамента, составили 34859 тыс. т.

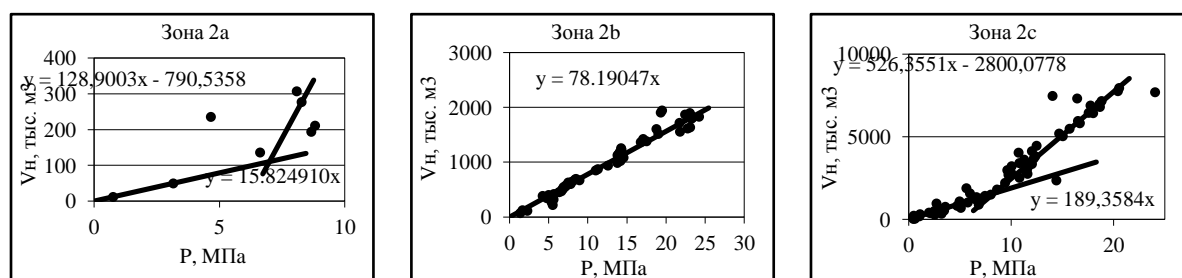


Рис. 2. График $Q_{н,пл} = F(\Delta P)$ для определения режима залежи

По сравнению с ранее утвержденными запасами нефти категорий В+С₁ увеличились, т. е. полностью С₂ переведены в В+С₁. Изменение произошло за счет увеличения площади нефтеносности и перевода запасов категории С₂ в С₁. Ранее исключенные участки включены в пересчет запасов по той причине, что из всех входящих в этот участок скважин были получены притоки нефти, большинство из них вводились в эксплуатацию. Вся площадь участка разбурена по сетке технологических схем.

Таблица

Данные для оценки запасов нефти на Северном блоке фундамента месторождения Белый Тигр методом материального баланса

Зона		2a	2b	2c
Режим залежи		Естественно-упруговодонапорный	Упругий	Упруговодонапорный
Накопленная добыча в поверхностных условиях	нефть, тыс.т.	180	548	4028
	нефть, тыс. м ³	217	659	4847
	вода, тыс.м ³	169	1	261
Объем нагнетания воды в зону, тыс. м ³		0	0	3036
Объем вторженной воды в пластовых условиях, тыс. м ³		189	0	3881
Плотность нефти в стандартных условиях, т/м ³		0,831	0,831	0,831
Объемный коэффициент пластовой нефти	начальный	1,4830	1,5242	1,5051
	текущий	1,5052	1,5797	1,5798
Депрессия на дату подсчета, МПа		8,66	13,33	19,83
Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	нефти	0,0017	0,0027	0,0025
	воды	0,0005	0,0004	0,0005
	пустот	0,0019	0,0019	0,0019
Остаточная водонасыщенность, доля ед.		0,15	0,15	0,15
Объемный коэффициент воды		1,0755	1,0811	1,0811

Скважинами вскрыта залежь до абсолютной отметки -4200 м (по нижнему перфорационному отверстию в скважине 704), в которой получены притоки нефти.

Залежь находится в длительной разработке. Из залежи по состоянию на 01.01.2006 г. добыто 5257 тыс. т нефти и добыча продолжается.

От утвержденных запасов (8731 тыс. т) текущий КИН составляет 0,206, достижение которого для низкопродуктивной залежи, разрабатываемой без поддержания пластового давления, невозможно.

По пересчитанным запасам нефти текущий КИН на 01.01.06 г. составляет 0,230, который по всем представлениям соответствует фактическому КИН и подтверждает более высокую достоверность пересчитанных запасов.

Литература

1. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
2. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» / Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Фунг Дак Хай и др. // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 6. – С. 24 – 26.

ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СУРГУТСКОГО РАЙОНА

М.Г. Быстриченко, У.В. Деулина

Научный руководитель доцент Т.И. Романова

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югра по разнообразию полезных ископаемых не уступает другим промышленно освоенным районам России. Здесь ведется добыча нефти и газа, россыпного золота, жильного кварца. Обнаружены залежи железных руд, меди, цинка, свинца, ниобия, тантала, проявления бокситов и др. Разведаны и утверждены эксплуатационные запасы минеральных вод. Ведется разработка и освоение месторождений пресных подземных вод, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевого водоснабжения. С целью изучения геохимических особенностей пресных вод были проведены исследования подземных вод на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа. В геологическом отношении район сложен преимущественно глинистыми отложениями и песчаниками разной зернистости с включениями сидерита олигоцен-палеоценового возраста в верхней части разреза и аргиллитами, песчаниками с прослоями конгломератов и углей мезозоя в нижней части [1].

На основе гидростратиграфического и гидродинамического расчленения в разрезе Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна выделяются два гидрогеологических этажа. Верхний этаж мощностью до 300-400 м содержит преимущественно пресные подземные воды и включает две первые гидродинамические зоны с одним водоносным комплексом в каждой: неоген-четвертичный водоносный комплекс (I гидродинамическая зона) и олигоценовый водоносный комплекс (II гидродинамическая зона). Нижний этаж, содержащий минерализованные подземные воды и флюиды углеводородов, включает в себя также две гидродинамические зоны: апт-альб-сеноманский водоносный комплекс (III гидродинамическая зона) и неоком-юрский нефтеводоносный комплекс (IV гидродинамическая зона) [3].

Объектом исследований был выбран олигоценовый водоносный комплекс верхнего этажа, воды которого, как правило, используются для водоснабжения. Он включает в себя воды атлым-новомихайловского горизонта и воды куртамышского горизонта. Атлым-новомихайловский водоносный горизонт представляет собой сложнопостроенную слоистую водоносную систему, где верхний слой – глинизированные осадки новомихайловской свиты, а нижний приурочен к преимущественно песчаным отложениям атлымской свиты. Граница между ними выделяется условно по смене литологического облика водовмещающих пород. Куртамышский водоносный горизонт имеет локальное распространение в пределах ХМАО: в западной части автономного округа, а на территории Сургутского района данный горизонт встречается только в северо-восточной части.

Исследования химического состава подземных вод проводились по лабораторным данным 2010 г., полученным в результате бурения скважин для хозяйственно-питьевого назначения. Как видно из таблицы, кислотно-щелочной баланс подземных вод соответствует слабокислым нейтральным водам. Общая минерализация меняется от ультрапресной (атлымский и куртамышский водоносные горизонты) до умереннопресной. По химическому составу пресные подземные воды Сургутского района характеризуются (по С.А. Щукареву) как гидрокарбонатные натриевые.

Содержания анионов и катионов в водоносных горизонтах подземных водах несколько отличаются между собой. Например, минимальные концентрации сульфатов наблюдаются в водах куртамышского водоносного горизонта, а максимальные ($16,4 \text{ мг/дм}^3$) – в водах атлым-новомихайловского водоносного горизонта. При этом подземные воды по содержанию сульфатов можно разделить на две группы. В одну входят воды с показателем меньше $1,4 \text{ мг/дм}^3$, где с увеличением общей минерализации концентрация сульфатов уменьшается; во вторую – больше 12 мг/дм^3 , здесь значения элемента прямопропорциональны общей минерализации.

Поведение гидрокарбонат-иона более стабильно, его значения варьируют от $120,9$ до $191,8 \text{ мг/дм}^3$ по всей площади исследований. Содержания хлоридов колеблются в широких пределах ($0,3$ - $170,3 \text{ мг/дм}^3$).

Подземные воды нерасчлененных отложений атлым-новомихайловского возраста характеризуются минимальными концентрациями магния и максимальными значениями кальция, а воды куртамышского водоносного горизонта отличаются низкими содержаниями натрия и калия (см. табл.).

На участках распространения повышенных значений натрия и калия, наблюдаются высокие концентрации хлоридов, не характерные для района исследования.

Таблица

Химический состав пресных подземных вод Сургутского района (мг/дм³)

Компонент	Водоносный горизонт											
	атлымский			новомихайловский			атлым-новомихайловский (нерасчлененный)			куртамышский		
	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.
pH	6,9	6,4	7,2	6,9	6,8	6,9	6,9	6,6	7,3	6,6	6,5	6,7
Общая мин-ция	304	58	446	315	283	346	269	147	320	246	89	361
HCO ₃ ⁻	156,5	120,9	183,0	156,3	120,8	191,8	163,9	158,7	174,7	152,5		
SO ₄ ²⁻	0,37	0,05	13,55	0,13	0,05	0,20	7,41	0,05	16,38	0,11	0,05	0,21
Cl ⁻	37,1	1,3	170,3	11,5	2,0	21,0	20,1	0,3	37,7	15,1	0,7	36,0
Ca ²⁺	13,7	7,1	23,8	13,9	8,4	19,5	10,5	4,7	114,9	14,4	7,9	21,5
Mg ²⁺	7,7	2,1	18,5	13,4	7,1	19,6	3,8	1,3	6,1	5,7	2,8	9,4
Na+K ⁺	161,9	66,3	192,1	117,8	111,5	124,1	68,4	65,7	72,7	21,0		
Fe _{общ}	1,87	0,18	5,21	0,51	0,15	0,86	2,5	1,12	5,44	2,3	0,3	7,7
Mn	0,10	0,01	0,32	0,21	0,17	0,25	0,13	0,05	0,30	0,15	0,03	0,25
Cu	0,024	0,0005	0,1105	0,073	0,0069	0,0077	0,013	0,001	0,09	0,0015	0,0005	0,004
Ni	0,019	0,0005	0,0081	0,012	0,0005	0,0019	0,0014	0,0005	0,0029	0,0014	0,0005	0,0033
Cr	0,019	0,0005	0,0140	0,0005			0,0013	0,0005	0,032	0,0010	0,0005	0,0019
Zn	0,03,	0,005	0,059	0,048	0,028	0,068	0,097	0,058	0,291	0,0025		
Количество проб	21			2			11			6		

На рис. 1 можно заметить, что содержания хлоридов и натрия+калия находятся в прямой зависимости друг от друга, иными словами, при увеличении одного элемента, растет значение другого. Высокие концентрации натрия+калия также не имеют повсеместного распространения на территории Ханты-Мансийского автономного округа. В Ханты-Мансийском районе воды атлым-новомихайловского водоносного горизонта используются для водоснабжения населенных пунктов, и значения натрия здесь находятся на уровне 50,7 мг/дм³.

Общее железо повсеместно имеет высокое содержание, меняясь от 0,15 мг/дм³ в водах отложений новомихайловской свиты до 7,7 мг/дм³ в водах куртамышского горизонта. Для марганца разброс значений лежит в диапазоне 0,014-0,32 мг/дм³. Наиболее концентрированы они в интервале 0,014-0,21 мг/дм³ с минерализацией 255-339 мг/дм³.

Здесь около 3/4 всех значений, остальные имеют не очень большой разброс. До минерализации 380 мг/дм³ содержание элемента устойчиво падает, после – начинает возрастать. При достижении минерализации 416 мг/дм³ его количество снова уменьшается. Это позволяет сделать предположение, что при таком показателе минерализации марганец может выпадать из воды.

Детальное изучение особенностей распределения макрокомпонентов в пресных подземных водах не выявило четкой закономерности между ростом общей минерализации и содержаниями анионов и катионов. Исключение составляют натрий и калий, которые прямопропорциональны общей минерализации, а их повышенные значения встречаются в водах Сургутского района. Исходя из проведенных исследований, можно говорить, что воды атлым-новомихайловского и куртамышского водоносных горизонтов не имеют существенных различий в химическом составе, что свидетельствует о близких условиях их формирования.

Однако концентрации хлоридов, натрия, меди и хрома в водах атлымского горизонта самые высокие (табл. 1), а в нерасчлененных отложениях атлым-новомихайловского горизонта отмечены повышенные содержания кальция, сульфатов, общего железа и цинка.

Это может быть связано с преобразованием подземных вод под воздействием различных факторов, например, наличием переходной зоны между двумя генетическими типами вод (инфильтрационной и седиментационной), границей гидродинамических зон. Также нельзя исключать литолого-фациальные особенности территории (подстилающие породы сложены морскими фациями) и миграцию элементов из нижележащих водоносных горизонтов по зонам разрывных дислокаций [2].

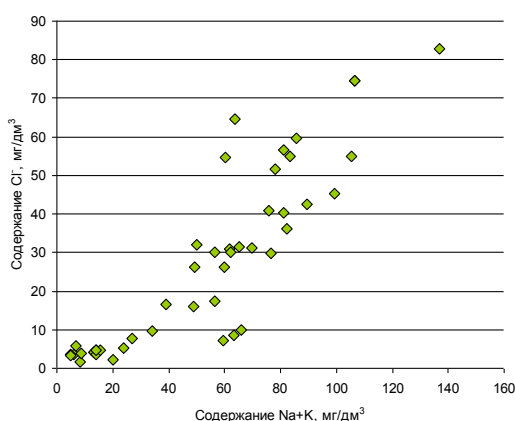


Рис. 1. Зависимость содержания хлоридов от концентраций натрия + калия в подземных водах Сургутского района

Литература

1. Атлас геологии и нефтегазоносности Ханты-Мансийского автономного округа / Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Пятков В.И. и др. – Екатеринбург: Наука Сервис, 2004. – 148 с.
2. Быкова В.В. Зональность минеральных вод Томской области // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России «300 лет горно-геологической службе России». – Томск: ГалаПресс, 2000. – Т. 1. – С. 363 – 365.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. – М: Недра, 1975. - 680 с.

СОСТАВ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЯХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ Ву Тхуи Нган

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В этой работе мы проводим результаты анализов проб нефтей палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири для выделения ароматических углеводородов. Были изучены 5 образцов нефти фундамента, отобранные в интервале глубин 2800–3100 м на Северо-Останинском, Калиновом, Урманском месторождении.

Суммарное содержание ароматических углеводородов, представленных би-, три-, тетра- и пентациклическими структурами, в смеси углеводородов невелико, оно изменяется в широких пределах (от 1,4 % до 18,1 % от суммы всех углеводородов), достигая максимума в нефти месторождения Северо-Останинского (табл. 1).

Таблица 1

Содержание углеводородов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Насыщенные углеводороды	81,19	98,6	97,1
Ароматические углеводороды	18,1	1,4	2,9

Ароматические УВ исследованных нефтей содержат в молекулах от двух до пяти бензольных колец. Выполненные исследования позволили идентифицировать в их составе широкий спектр соединений ряда нафталина, бифенила, флуорена, фенантрена, флуорантена, пирена, бензантрацена, хризена, бенфлуорантенов, бенз(а,е)пиренов. Во всех нефтях доминируют би- и триарены (табл. 2).

Биароматические углеводороды. Биарены в исследованных битумах представлены нафталином (Н), бифенилом (БФ) и их метилзамещенными гомологами. Биарены являются представительной группой соединений во всех нефтях, их относительное содержание составляет 61,82-78,41 % от суммы аренов. Во всех исследованных нефтях преобладают нафталины над бифенилами (табл. 3).

Таблица 2
Содержание ароматических соединений нефтей палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Группа углеводородов	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Нафталины	67,36	68,28	46,67
Бифенилы	11,05	8,89	15,15
Флуорены	3,32	4,05	11,54
Фенантрены	15,95	17,92	25,35
Флуорантены+пирены	1,14	0,66	0,58
Бензантрацены+Хризены	0,96	0,15	0,62
Бензфлуорантены+Бензпирены	0,21	0,05	0,08

Гомологи нафталина во всех нефтях содержат в молекулах от одной (МН) до четырех (ТеМН) метильных заместителя.

Во всех нефтях в составе нафталинов доминируют ДМН и ТМН.

Гомологи бифенила включают изомеры с одним (МБФ) и двумя (ДМБФ) метильными заместителями.

Во всех нефтях преобладают ДМБФ. Их концентрации изменяются в ряду: БФ < МБФ < ДМФ (табл. 3).

Таблица 3

Состав биаренов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Месторождение		
	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Н	1,3	0,2	2,6
МН	13,4	4,2	12,8
ДМН	29,1	21,5	22,8
ТМН	30,1	39,8	23,4
ТеМН	12,0	22,5	9,7
Сумма нафталинов	85,9	88,3	71,3
Бф	1,1	0,4	2,0
МБФ	3,3	2,4	7,2
ДМБФ	9,7	8,9	19,5
Сумма бифенилов	14,1	11,7	28,7

Триароматические углеводороды. Среди триаренов идентифицированы фенантрен (Ф), его метил- (МФ), диметил- (ДМФ) и триметилзамещенные гомологи (ТМФ) и флуорантен (Фл) и его метилзамещенные гомологи (МФл). Концентрация триаренов в нефтях изменяется от 0,05 до 3,50 % от суммы всех идентифицированных соединений, характеризуется максимумом в нефтях месторождения Северо-Останинское. Среди триаренов во всех нефтях преобладают фенантрены над флуоренами. Концентрация фенантренов варьирует от 68,5 до 84,8 % от суммы триаренов (табл. 4). Относительное содержание флуоренов составляет от 17,24 до 31,12 % от суммы триаренов. Концентрации индивидуальных флуоренов в изученных нефтях снижаются в последовательности ДМФл > 1-МФл > Фл > 3-+2-МФл > 4-МФл > 9-МФл. В составе фенантренов во всех изученных нефтях преобладают ДМФ, концентрация ДМФ варьирует от 29,44 до 36,11 % от суммы триаренов.

По концентрации фенантрены размещаются в следующем порядке: ДМФ > ТМФ > МФ > Ф для большинства изученных нефтей. Относительное содержание МФ варьирует от 13,1 до 20,8 % от суммы триаренов, достигает максимум в нефтях месторождения Урманского. Среди ДМФ преобладают смеси изомеров 1,3-+3,9-+2,10-+3,10-ДМФ. В нефтях месторождения Северо-Останинского и Урманского отмечено повышенное содержание изомера 2,5-+2,9-+1,6-ДМФ, а в нефти остальных месторождений – 2,3-+1,9-ДМФ. Содержание ТМФ в составе триаренов изменяется в пределах от 11,2 до 24,8 %. Практически во всех исследованных нефтях в составе ТМФ доминируют 1,3,7-ТМФ, относительное содержание ТМФ варьирует от 3,0 до 6,6 % от суммы триаренов.

Таблица 4

Состав триаренов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Сумма фенантренов	82,76	79,15	68,88
Сумма флуоренов	17,24	20,85	31,12

Тетраароматические углеводороды. В составе тетрааренов идентифицированы пирен (Пир), флуорантен (Флу), хризен (Хр), бензантрацен (БАН), их метил- и диметилзамещенные производные. Тетраарены находятся в подчиненном количестве по отношению к другим ароматическим соединениям. Содержание тетрааренов изменяется от следы до 0,4 % от суммы всех идентифицированных соединений (табл. 1).

Таблица 5

Состав тетрааренов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Флуорантен	5,66	2,15	4,02
Пирен	2,76	4,32	6,23
8-МФЛУ	2,58	1,42	3,34
7.1.3-МФЛУ	5,61	8,10	7,67
2-МПИР	2,25	2,56	2,01
4-МПИР	6,64	2,69	4,18
1-МПИР	2,74	2,53	2,73
ДМФЛУ	26,15	17,01	27,16
Сумма Флу+Пир	54,38	40,78	57,34
БАН+хризен	10,14	2,42	7,62
М-(БАН+ХР)	14,71	3,32	15,60
ДМ-(БАН+ХР)	20,77	3,48	19,44
Сумма БАН+ХР	45,63	9,22	42,66

Среди тетрааренов для всех нефтей преобладают пирены и флуорантены. Их содержание в составе тетрааренов составляет от 40,78 до 57,34 % (табл. 5). В составе пиренов и флуорантенов доминируют М-(Флу+Пир) и ДМ-(Флу+Пир) во всех нефтях.

В составе М-(Флу+Пир) во всех нефтях палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции доминирует 7,1,3-МФЛУ. Относительное содержание бензантраценов и хризен в составе тетрааренов изменяется от 9,22 до 45,63%. В составе бензантраценов и хризен практически преобладают М-(БАН+ХР). Распределение бензантраценов и хризен размещается в следующем порядке: М-(БАН+ХР)>(БАН+Хр)>ДМ-(БАН+Хр).

Пентаароматические углеводороды. Среди пентааренов в нефтях идентифицированы бензфлуорантены (БФлу), бензпирены (БП) и их метилзамещенные гомологи М-(БФлу+БП). Пентааренов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири содержится в незначительных концентрациях – 0,037 % от суммы всех идентифицированных соединений (табл. 1).

Таким образом, состав аренов свидетельствует об отсутствии существенных различий между нефтью, сформированной за счет плактоногенного органического вещества, накапливавшегося преимущественно в восстановительных условиях и нефтью, генерированной органическим веществом, заметный вклад в который вносили смеси прибрежных водорослей и фиктоплактонов, а условия его седиментации были окислительными. Рассчитанные индексы зрелости по аренам, показывают, что нефти месторождения Северо-Останинского являются более зрелыми.

СОСТАВ НАСЫЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЯХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

By Тхуи Нган

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Юго-восток Западной Сибири, расположенный в федеральном округе Сибири, имеет широтную протяженность. В юго-восточной части Западной Сибири значительный объем УВ-флюидов сосредоточен в залежах палеозойского комплекса, коре выветривания палеозоя и породах палеозойского складчатого основания, по которым кора выветривания не развита. Палеозойский нефтегазоносный комплекс Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна к настоящему времени, несмотря на многолетнее изучение, все же остается недостаточно изученным объектом, в нем только в редких случаях проводились целенаправленные поиски месторождений углеводородного сырья. Принимая во внимание острую проблему воспроизводства минерально-сырьевой базы крупнейшего нефтегазодобывающего региона России, необходимо детально изучить палеозойский комплекс, содержащий залежи нефти и газа во внутривосточных резервуарах. В этой работе мы проводим результаты анализов проб нефтей палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири. Для выделения насыщенных углеводородов (НС) и ароматических углеводородов (АУ) из нефти и хлороформенного битумоида использовали хроматографическую колонку с применением окиси алюминия четвертой степени активности (по Брокману), гексана, четыреххлористого углерода, бензола. Контроль за выходом фракций осуществлялся спектрофотометрическим методом. Были изучены 5 образцов нефти фундамента, залегающей в интервале глубин 2800-3100 м, взятых из 3 месторождений: Северо-Останинского, Калинового, Урманского.

Алканы. Относительное содержание алканов варьирует от 95,88 % до 98,63 % отн. (табл. 1) и падает вниз по разрезу. Все нефти характеризуются молекулярно-массовым распределением n-алканов C₁₀-C₃₈. Относительное содержание отдельных гомологов n-алканов показывает, что в состав исходного органического вещества, продуцировавшего нефти Калинового и Урманского месторождений, основной вклад вносил

фитоплактон [1], а дополнительным источником органического вещества для нефти Северо-Останинского месторождения были прибрежные водоросли. Отношение изопреноидных к нормальным алканам $(I+F)/(C_{17}+C_{18})$ (Ki) изменяется от 0,24 до 0,53. Все изученные нефти являются достаточно зрелыми. В настоящей работе были исследованы циклоалканы стеранового и терпанового типов.

Таблица 1

Содержание насыщенных углеводородов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Алканы	98,63	95,88	97,53
Терпаны	1,12	3,84	2,35
Стераны	0,24	0,27	0,12

Стераны. Присутствуют во всех нефтях в очень низких концентрациях 0,12-0,27 % отн. от суммы всех углеводородов. Накопление исходного органического вещества всех исследованных нефтей могло происходить в области прибрежного мелкого моря. Среди стеранов резко преобладают регулярные стераны C_{27} - C_{29} (табл. 2). Содержание диастеранов невелико (в нефти из месторождения Северо-Останинского месторождения несколько выше, чем в остальных). Соотношение содержания изостеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} , характеризующее вклад в исходное органическое вещество отдельных видов биопродуцентов, позволяет проводить палеогеографические реконструкции условий накопления исходного органического вещества. Накопление исходного органического вещества всех исследованных нефтей могло происходить в области прибрежного мелкого моря.

Таблица 2

Содержание стеранов в нефтях месторождений юго-востока Западной Сибири

Углеводороды	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Сумма диастеранов	20,18	22,83	35,34
Сумма регулярных стеранов	79,82	77,17	64,66

Терпаны. Во всех изученных нефтях они представлены бициклическими, трициклическими, тетрациклическими терпанами и пентациклическими терпанами (табл. 3). Содержание терпанов в составе УВ меняется в пределах от 1,12 % до 3,84 % (табл. 1). Для всех нефтей палеозойских отложений концентрацию терпанов можно представить следующим рядом: бициклические терпаны > пентациклические терпаны > трициклические терпаны > тетрациклические терпаны.

Три- и тетрациклические терпаны. Во всех нефтях присутствуют трициклические терпаны (T_{20} - T_{30}) – молекулы, содержащие три шестичленных насыщенных цикла, пять метильных заместителей и алкильную цепь изопреноидного строения. С увеличением глубины их относительное содержание снижается, достигая максимума в нефти месторождения Северо-Останинского (30 %) и минимума в нефти месторождения Урманского (3-4 %). Величина отношения $T_{23}/30$ увеличивается от 0,1 до 0,7. Тетрациклический терпан C_{24} присутствует во всех исследованных нефтях в малой концентрации (0,03-0,6 % отн.). Секвитерпаны являются наиболее представительным классом терпанов (62,4-96,5 % отн.) и включают изомеры нордримана, дримана и гомодримана с преобладанием дрименов в нефтях месторождений Калинового и Урманского, а гомодриманов в нефти месторождения Северо-Останинского.

Таблица 3

Состав терпанов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири

Название	Северо-Останинское	Калиновое	Урманское
Сумма битерпанов	62,44	85,28	94,51
Сумма тритерпанов	7,31	4,52	2,07
Сумма тетратерпанов	0,58	0,35	0,12
Сумма пента-терпанов	29,66	9,85	3,29

Пентациклические терпаны. Насыщенные углеводороды пентациклического строения в исследованных битумах представлены C_{27} $17\alpha(H)$ и $18\alpha(H)$ гопанами, C_{29} , C_{30} - C_{35} $17\alpha(H)$, $21\beta(H)$ гопанами, C_{30} диагопаном, C_{29} - C_{31} $17\beta(H)$, $21\alpha(H)$ гопанами (моретанами) и гаммацераном. Во всех нефтях среди пентациклических терпанов доминирует C_{30} -гопан. В меньшей концентрации присутствуют норгопаны. Еще ниже содержание трисноргопанов и гомогопанов. Содержание последних снижается с увеличением молекулярной массы. Все нефти содержат небольшое количество гаммацерана (G) (составляет 0,06-0,35 % отн. от суммы терпанов), свидетельствующее о невысокой солёности вод в бассейне седиментации исходного органического вещества. В неморских обстановках накопление исходного органического вещества также существенное, преобладание терпанов над стеранами [2]. Величина Ts/Tm (0,62-1,92) показывает высокую термическую зрелость [3, 4] нефтей месторождений Северо-Останинского и Урманского, и низкую зрелость нефтей месторождения Калинового.

При изучении составов насыщенные углеводороды можно разделить на нефти, сформированные за счет планктоногенного органического вещества, накапливавшегося преимущественно в восстановительных условиях (первая группа) и нефти, генерированные органическим веществом, заметный вклад в который вносили смеси

прибрежных водорослей и фиктоплактонов, а условия его седиментации были окислительными (вторая группа). Биомаркерные параметры показывают что, все исследованные нефти характеризуются как достаточно зрелые.

Литература

1. Ильинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. – М: Недра, 1985. – 159 с.
2. Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // AAPG Bulletin, 1985. – V. 69. – P. 1255 – 1268.
3. Peters K.E., Walters C.C. and J.M. Moldowan. The Biomarker Guide. – Cambridge University Press, Cambridge, U.K., 2005. – 1155 p.
4. Radke M. Organic Geochemistry of Aromatic Hydrocarbons // Advance in Petroleum Organic Chemistry: J.Brooks and D.H. Welte Eds. – Academic Press, London, 1987. – P. 141 – 217.

СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИЕ ГАЗЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА И ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

А.К. Габбасова

Научный руководитель профессор А.В. Сиднев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В последнюю четверть XX века советскими геологами в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины, Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия и валообразных структур на шельфе Северного Каспия открыто более 100 месторождений с большими запасами углеводородов.

Большая часть найдена в надсолевом мезозой-кайнозойском комплексе (более 80 единиц) и меньшая – в палеозойском комплексе (более 30 единиц). Сегодня многие месторождения нефти и газа разрабатываются здесь казахстанскими, китайскими и российскими компаниями. В период своей работы в Атырауском КазНИГРИ (2009-2011 гг.) мне посчастливилось изучать некоторые материалы ряда месторождений – Жанажол, Тенгиз, Карачаганак, Аксай, Узень и другие.

По совокупности литературных данных удалось составить представление о геологии, характере продуктивных пластов и насыщающих их углеводородах и других газах. Как молодого геолога, поразило высокое содержание в газе свободного сероводорода (H_2S) – до 20 %. Обеспокоила также и его коррозионная активность к техническому оборудованию, наблюдаемая мною в промтехзоне Тенгизского нефтяного месторождения. Сероводород – сернистый газ или сульфат водорода H_2S – бесцветный горючий газ с характерным резким запахом и сладковатым привкусом. Хорошо растворимый в воде. Плотность 1,538 г/л. Высокотоксичен. Он выделяется в естественных условиях в процессе гниения органических веществ. Обычное содержание сернистого газа в природных газах не превышает 1 %. Предельно допустимое содержание его в воздухе 0,01 мг/л. В газах, подаваемых в газопровод, содержание сульфида водорода не должно превышать 0,0013 % (2 г на 100 м³ газа). Однако в месторождениях углеводородных смесей содержание его, как правило, превышает эти нормативы.

Наиболее высокие концентрации сероводорода (H_2S) в месторождениях Западного Казахстана характерны для водорастворенных газов в тех участках разрезов, где преобладают карбонаты, особенно обогащенные сульфатными минералами – ангидритами – ($CaSO_4$), гипсом ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), баритом ($BaSO_4$), целестином ($SrSO_4$), мирабилитом ($Na_2SO_4 \cdot 10H_2O$), тенардитом (N_2SO_4) [5]. Исследователи отмечают, что в поднятии Тенгиз продуктивные артинские и нижнекаменноугольные обломочные и органогенно-обломочные известняки ($CaCO_3$) и доломитизированные мергели ($CaMgCO_3$) залегают на глубине 3650-4000 м. Предполагаемый тип залежи – массивный. Плотность нефти 0,805; газовый фактор – 600 м³/т.

В составе газа преобладают метан (CH_4) – 70 %, сероводород (H_2S) – 18 %, этан (C_2H_6) – 10-11 %, пропан (C_3H_8) – 7-8 %, а также тяжелые гомологи, азот, углекислота и другие. Близкий по составу газ характерен также для Карачаганакского, Астраханского и Аксайского нефтегазоконденсатных месторождений. Пластовая температура здесь на глубинах 3900-4550 м достигает 95-98° С. В составе конденсата отмечается до 6 % H_2S , а в газе – до 4 %. Основной объем коллектора (более 80 %) заполнен метаном (CH_4).

Растворенный сероводород в газовой фазе при разработке месторождения и выходе его на дневную поверхность влияет на экологию окружающей среды. Выделяемый при сгорании высокосернистого топлива диоксид серы сильно загрязняет окружающую среду и считается наиболее опасным.

Предпочтения нефтеперерабатывающих заводов по выбору низкосернистого сырья также понятны – значительно снижается стоимость переработки, меньше повреждается оборудование, увеличиваются прибыли. Промышленная гидроочистка позволяет удалить только часть серы, а наибольшую стоимость имеет топливо с минимальным количеством серы. Чем больше серы, тем дороже переработка. Чем больше серы в топливе, тем ниже цена реализации и хуже потребительские качества нефтепродуктов. Например, многие азиатские нефтеперерабатывающие предприятия предпочитают сорт Urals только за счет более низкого содержания серы по отношению к арабской нефти Dubai Crude, доступной на Сингапурской бирже по значительно более низкой цене.

Кроме того, при взаимодействии с водой сера быстро образует серную кислоту (H_2SO_4), которая является химически-активной для большинства металлов. Для того чтобы снизить разрушительное влияние серы на технологическое оборудование, применяют различные дорогостоящие покрытия на основе серебра, что

невыгодно. Сера создает множество проблем, которые нефтеперерабатывающие производства стараются избежать.

Сероводород – очень токсичный газ, действующий непосредственно на нервную систему. По шкале опасности он отнесен к 3 классу. Но что особенно опасно – так это свойство сероводорода притуплять обонятельный нерв, из-за чего человек просто перестает различать окружающие его ядовитые пары. Люди, работающие или живущие в непосредственной близости от объектов сероводородного загрязнения, испытывают так называемое «хроническое отравление H₂S». При этом они начинают хуже себя чувствовать, испытывают головные боли, стремительно теряют вес, учащаются случаи обмороков, а во рту появляется привкус металла. Сероводород также отрицательно действует на зрение, поражая слизистую оболочку глаза и вызывая конъюнктивит, светобоязнь [1].

В условиях возрастающего потребления газа в мире актуальными и для нас остаются разработка и применение технологий по очистке нефти и газа от сероводорода. Повышение качества нефти возможно за счет ее переработки, а именно удаления серы. Обессеривание или десульфатизация продукта проводится методом разрушения или извлечения сераорганических соединений. Наиболее интересным для получения серосодержащих продуктов, конечно, является экстрактивный метод. Экстрактивный метод – это достаточно технологически сложный процесс. Чем «тяжелее» нефть, тем сложнее и дороже процесс каталитической гидроочистки. Связывание серы в сырой нефти происходит при введении катализаторов или адсорбентов, в некоторых случаях – микроорганизмов. Процесс каталитической гидроочистки предполагает селективный вывод сернистых соединений путем молекулярного присоединения водорода к сере. На следующем этапе сероводород удаляется из очищенного сырья, после улавливается и опять преобразуется в водород и серу [4].

Наиболее перспективным методом считаются методы «мягкого» селективного обессеривания – биосульфатизации, при помощи которой проводится выборочное удаление соединений без деструкции других компонентов нефти. Например, плесневые грибы *Stachybotrys* способны удалять до 70 % сернистых соединений. Наиболее технологически приемлемым для промышленности считается метод очистки нефти с окислением сераорганических соединений гидропиридоксидами. Метод позволяет делать выборочную очистку при высокой скорости процесса. При этом сера подлежит последующей обработке, а выделение серы происходит в щелочной среде.

Как показывают исследования последних лет (Д.Е. Бугай и др., 1991; А.Р. Пантелеева и др., 2004; В.Н. Глуценко, О.А. Пташко и др., 2012), на подавляющем числе нефтяных месторождений источником сероводорода (H₂S) является деятельность сульфатно-восстанавливающих бактерий [2, 3]. Поэтому при выборе технологий по обессериванию нефти и промышленного оборудования, а также в используемых ингибиторах коррозии следует сочетать не только ингибирующие, но и бактерицидные их свойства.

Выводы

Сегодня много достаточно эффективных технологий предлагаются и используются в газодобывающем секторе. По мнению многих специалистов, наиболее универсальные и надежные ингибиторы коррозии в агрессивной сероводородной среде – это вторичные, третичные и четвертичные амины, обладающие прочной экранирующей способностью в отношении к металлической поверхности.

К сожалению, многие технологии по удалению серы в реальности у нас в Казахстане еще не нашли широкого применения, и сероводород является достоянием атмосферы и металлоконструкций. Поэтому в проектной документации нам необходимо учитывать российский опыт и ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водонефтяных средах», предусматривающий использование высокоэффективных ингибиторов в нефтегазовой промышленности.

Литература

1. Ахметов Н.С. Общая и неорганическая химия. – М.: Высшая школа, 2001. – 743 с.
2. Защита нефтегазового и нефтехимического оборудования от сероводородной коррозии органическими ингибиторами / Бугай Д.Е., Габитов А.И., Махошвили Ю.А. и др. // Нефть и газ, 1991. – № 9 – 10. – С. 3 – 24.
3. Биозараженность нефтяных месторождений / Глуценко В.Н., Зеленая С.А., Зеленый М.Ц. и др. – Уфа: Изд-во Белая река, 2012. – 688 с.
4. Зеленцова Ж. Эффективная очистка нефтепродуктов от серы. Новый взгляд на старые проблемы // <http://www.pronedra.ru/>
5. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – С. 224, 526, 582.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ Ю₁¹ И Ю₁² НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.В. Габова^{1,2}

Научные руководители доцент О.С. Чернова¹, Г.Г. Кравченко²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Парабельском районе Томской области. В структурном отношении месторождение приурочено к куполовидному

поднятию, расположенному в восточной части Нюрольской впадины. В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфизованные породы фундамента и терригенные отложения различного состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, среди которых наибольший интерес вызывают отложения верхней юры. В них на изучаемом месторождении выделяются песчаные пласты Ю₁¹ и Ю₁², которые и были выбраны объектом исследования.

Цель работы заключается в выявлении петрографических особенностей пород-коллекторов, установлении связи с обстановками осадконакопления и закономерности изменения пород по разрезу.

В задачи исследования входило уточнение литологического состава песчаных пород в шлифах, анализ распределения полученных данных по разрезам скважин и сравнение их с результатами фациального анализа, выполненного ранее в лаборатории седиментологии ОАО «ТомскНИПИнефть». Всего было исследовано 38 шлифов песчаных пород-коллекторов из 4 скважин.

Толщина горизонта Ю₁¹ изменяется от 1 м в северной части месторождения до 11 м в его южной части. Горизонт Ю₁² распространен повсеместно и имеет более выдержанную мощность от 8 до 12 м. По данным детального макроописания керна, пласт Ю₁¹ представлен песчаниками средне-мелкозернистыми биотурбированными с редкими глинистыми шлейфами, сформировавшимися в условиях нижнего пляжа, реже – приливных каналов и дельт.

Подстилают отложения пласта Ю₁¹ приморские угли, глинисто-алевритовые интенсивно биотурбированные породы маршей и прослой ракушняка, характерные для прибрежно-морской обстановки, сформировавшиеся в условиях лагуны и лагунного пляжа.

Таблица
Сравнительная таблица усреднённых основных литологических свойств песчаников пластов Ю₁¹ и Ю₁²

Свойства песчаников		Пласт	
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Медианный диаметр, мм		0,23 (0,19-0,28)	0,20 (0,11-0,30)
Сортированность		1,37	1,88
Состав, %	кварц	61 (60-62)	50 (48-51)
	ППШ	18 (15-20)	19 (17-23)
	ОП (включая слюды)	21 (18-24)	31 (29-33)
Размер пор, мм		0,11 (0,02-0,20)	0,07 (0,01-0,13)
Цемент, %	кальцитовый	8 (2-13)	15 (1,2-27,4)
	каолининовый	11 (10-13)	1,2
	гидрослюдистый	2,4	7,5 (6,6-8,2)
	сидеритовый	-	5 (2,5-7,0)
Тип цемента		поровый	поровый, пленочно-поровый
Микротекстура		однородная	однородная, микрослоистая
Пористость, %		24,2	14,5
Проницаемость, мД		154,2	8,2
Обстановка осадконакопления (по убыванию доли в разрезе)		нижний пляж, приливный канал, приливная дельта	приливная дельта, приливный канал, нижний пляж

Примечание. В скобках указаны максимальные и минимальные значения

Пласт Ю₁² представлен песчаными тонкозернистыми отложениями с частыми глинистыми шлейфами, вверх по разрезу более биотурбированными, сформированными в условиях приливных каналов и дельт, с постепенным переходом к отложениям нижнего пляжа. По результатам изучения шлифов пласт Ю₁¹ представлен мелкозернистым и средне-мелкозернистым очень хорошо сортированным песчаником (табл.).

Микротекстура однородная. По составу песчаник является мезомиктовым кварцевым (рис.). Обломки пород представлены слюдистыми, кремнистыми, эффузивами различного состава, слюдисто-кремнистыми и глинистыми обломками, слюды единичны. Для полевых шпатов характерна пелитизация, серицитизация и частичное растворение в слабой степени, для кварца – также слабая коррозия и регенерация.

Среди межзерновых контактов преобладают точечные и линейные, реже встречаются изолированные и конформные. Цемент в песчанике порового типа, представлен кальцитом и каолином, в меньшей степени гидрослюдой, распределен неравномерно. Пористость представлена межзерновыми сообщающимися порами удлиненной заливообразной формы, полуизолированными и изолированными, распределенными неравномерно. Отмечаются частые микропоры в каолиновом цементе и внутризерновые поры растворения ПШ и обломков пород.

В отложениях пласта Ю₁² структура пород меняется от средне- и мелкопсаммитовой до алевропсаммитовой тонкозернистой. Сортировка от средней до очень хорошей. Для пород характерна однородная микротекстура, местами встречается микрослоистая, обусловленная субпараллельной ориентировкой прожилков органического вещества и пятнистой сидеритизацией. По составу породы отнесены к полевошпато-кварцевым граувакковым песчаникам (см. рис.). Среди обломков пород отмечены эффузивы различного состава, кремнистые, слюдисто-кремнистые, слюдистые и глинистые сланцы.

Для полевых шпатов характерна умеренная серицитизация, слабое растворение и пелитизация, слабая регенерация зёрен кварца. Породы уплотнены в сильной или умеренной степени, среди межзерновых контактов преобладают линейные и точечные, в меньшей степени развиты конформные и изолированные.

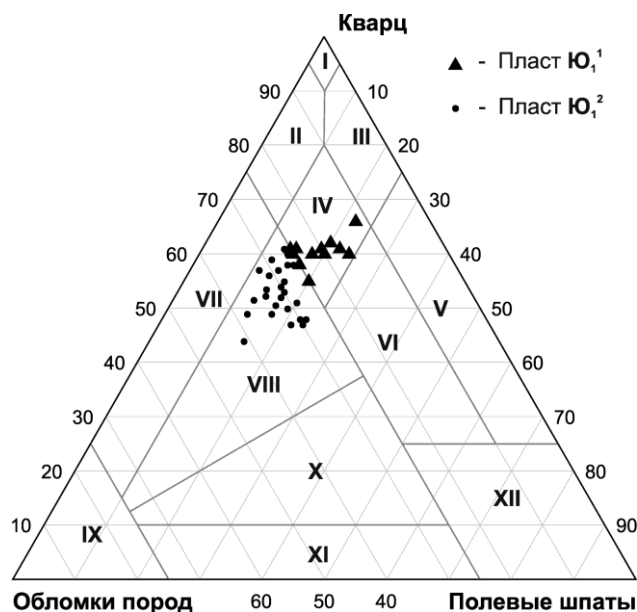


Рис. Классификационная диаграмма В.Д. Шутова с фигуративными точками составов песчаников для пластов Ю₁¹ и Ю₁². Поля на диаграмме: I – песчаники мономиктовые кварцевые; II – кремнекласитокварцевые; III – полевошпат-кварцевые; IV – мезомиктовые кварцевые; V – собственно аркозовые; VI – граувакковые аркозы; VII – граувакки кварцевые; VIII – полевошпат-кварцевые; IX – собственно граувакки; X – граувакки кварц-полевошпатовые; XI – полевошпатовые; XII – песчаники не терригенного происхождения

Цемент поровый кальцитовый и каолиновый, а также плёночно-поровый гидрослюдистый и сидеритовый. Пористость образована межзерновыми сообщающимися порами прямоугольной, удлиненной и щелевидной формы, изолированными и полуизолированными. Отмечены редкие микропоры в каолиновом цементе и внутризерновые поры растворения полевых шпатов.

Сравнительный анализ литологических особенностей двух пластов показывает, что они заметно отличаются друг от друга, и прежде всего, минералогическим составом – отложения пласта Ю₁¹ являются существенно более «зрелыми». При близких с пластом Ю₁² условиях осадконакопления, определяющих степень переработки осадка волнами и течениями, данный факт указывает на значительное замедление темпов седиментации во время формирования пласта Ю₁¹. В то же время однообразный состав обломков пород в исследуемых пластах указывает на постоянный источник сноса в процессе седиментации.

Кроме изменения в составе, замедление седиментации привело также к некоторому увеличению зернистости песчаников пласта Ю₁¹, улучшению их сортированности, изменению состава и типа цементации.

В свою очередь, изменения литологических свойств стали одной из причин улучшенных коллекторских свойств пласта Ю₁¹.

Другой причиной улучшения фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁¹ стали наложенные вторичные изменения, которые наблюдаются в виде повышения доли каолинита в цементе за счёт гидрослюды, перекристаллизации каолинита, частичного растворения полевых шпатов, повышения числа сообщающихся пор.

ВЫЯВЛЕНИЕ ГЕНЕЗИСА ОСАДКОВ ПО ДАННЫМ МАКРОСКОПИЧЕСКОГО ОПИСАНИЯ И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА (ПЛАСТ Ю₂ ВОСТОЧНО-РУССКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

И.Д. Гавтадзе

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₂ Восточно-Русского ЛУ, расположенного в Красноселькупском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Цель работы – выявление минералогическо-петрографических, фациальных характеристик, определяющих состав и генезис отложений.

Первым этапом работы явилось макроописание четырех образцов керна, отобранных из скважины 6712П, вскрывшей исследуемый пласт Ю₂. Вынос керна полный, составляет 10,5 м (рис. 1).

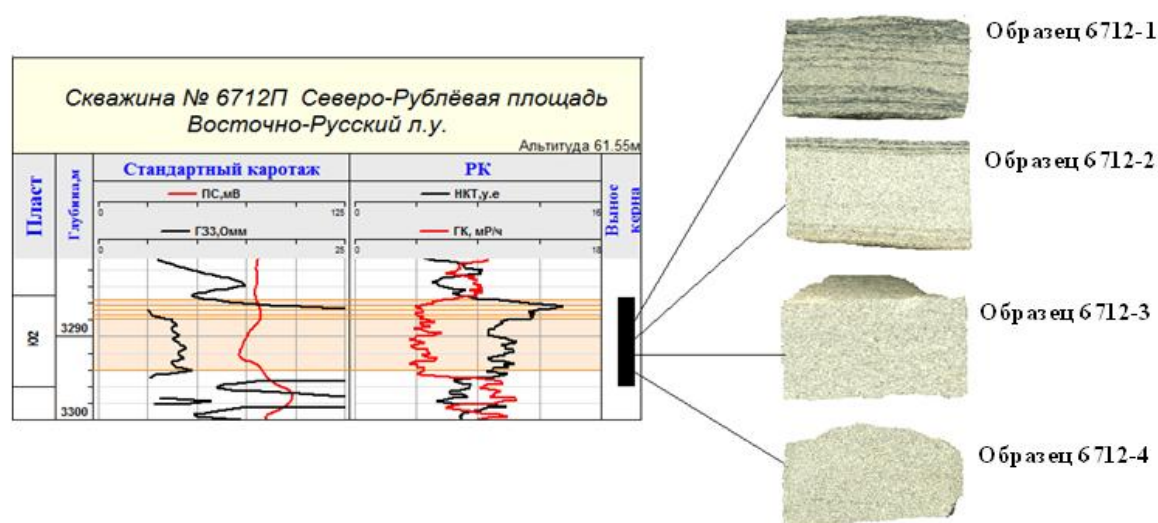


Рис. 1. Положение коллектора Ю₂ и привязка образцов керна

Макроописание образцов (с учетом [1])

Образец 6712-1

Песчаник светло-серый, тонко-мелкозернистый, сортировка плохая, текстура слоистая, слоистость косоволнистая, присутствие большого количества растительных остатков. Фация алеврито-песчаных осадков прирусловой части поймы и ее паводковых вод (АПП).

Образец 6712-2

Основная часть – песчаник светло-серый, мелко-тонкозернистый с прослоями крупнозернистого алевролита светло-коричневого цвета, текстура слоистая, слоистость пологоволнистая, среднее количество растительных остатков. Фация алеврито-песчаных осадков приозерных пойменных (паводковых) вод (АПО).

Образец 6712-3

Песчаник светло-серый, тонко-мелкозернистый, сортировка плохая, текстура слоистая, слоистость косая однонаправленная, подчеркнута слойками крупнозернистого светло-коричневого алевролита, малое количество рассеянного детрита. Фация песчаных осадков приустьевых частей равнинных рек (АРД).

Образец 6712-4

Песчаник светло-серый, мелко-тонкозернистый, сортировка плохая, текстура слоистая, слоистость косая, подчеркнута слойками светло-серого алевролита, малое количество рассеянного детрита. Фация песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД).

Микроскопическое изучение пород

Гранулометрический и петрографический анализы в шлифах из песчано-алевритовых пород проводились под микроскопом, с 80-кратным увеличением размера зерен. Был произведен подсчет более трехсот зерен в каждом шлифе, измерение зерен проводилось по короткой оси (рис. 2, а). По составу аллотигенной части изученные песчаные породы относятся к аркозам и кварцевым грауваккам.

Построены гистограммы и кумулятивные кривые, отражающие гранулометрический состав пород. Сводные результаты приведены в таблице.

На (рис. 2, б) наглядно представлена одна из четырех гистограмм, на котором видно бимодальное распределение зерен. Это, возможно, свидетельствует о том, что вынос обломочного материала для данного участка развития отложений свиты осуществлялся несколькими водотоками.

Динамогенетические диаграммы (с учетом [3])

Для палеодинамических реконструкций использовались диаграммы Г.Ф. Рожкова и Р. Пассеги (рис. 3). На диаграммах нанесены точки, соответствующие параметрам, рассчитываемым для каждого образца (см. таблицу).

После проведения детальных исследований можно подтвердить сделанный при макроописании вывод о том, что рассматриваемые отложения накапливались в пределах обширной долины рек меандрирующего типа, формировавшихся в обстановках русловой и пойменной седиментации.

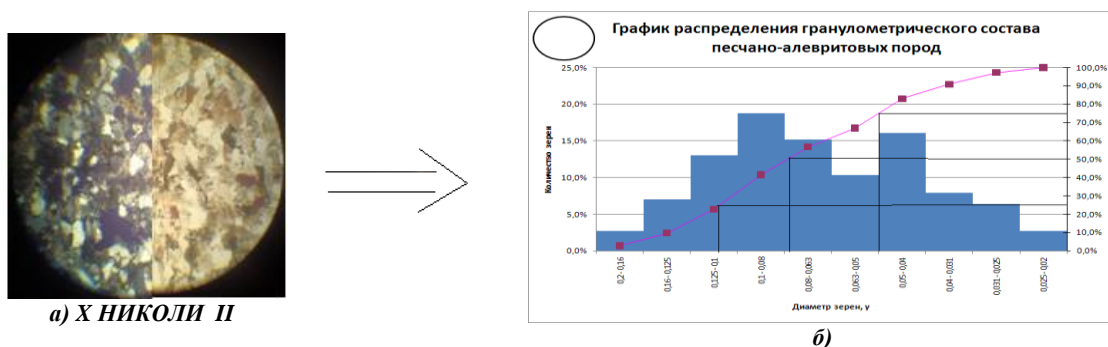


Рис. 2. Результаты микроскопического изучения образца 6712(2)
а) фотография шлифа с 80-кратным увеличением, николи скрещены/параллельны
б) гистограмма и кумулятивная кривая, отражающие гранулометрический состав

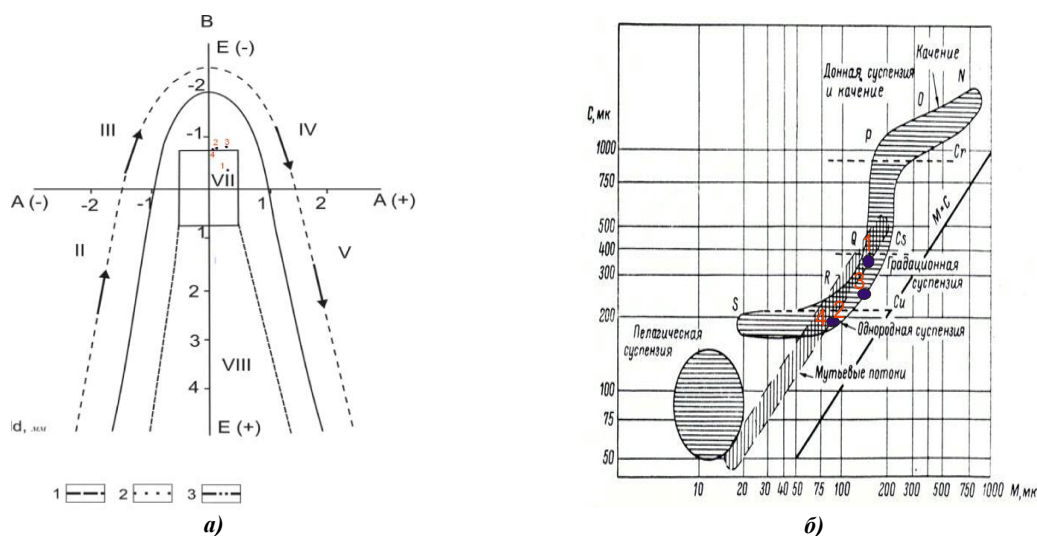


Рис. 3. Динамогенетические диаграммы Р. Пассеги (а) и Г.Ф. Рожкова (б)

Накопление тюменской свиты в целом можно рассматривать как один обособленный этап в развитии бассейна. Речная система за этот период, вероятно, прошла через несколько стадий зрелости (от ограниченно до интенсивно меандрирующих), что не могло не отразиться на сформировавшихся отложениях [2].

Таблица

Результаты гранулометрического анализа

Образец	M_d , мм	C , мм	A	E	σ
6712(1)	0,155	0,36	0,268	-0,404	2,132
6712(2)	0,088	0,19	0,185	-0,757	2,201
6712(3)	0,149	0,24	0,260	-0,784	2,304
6712(4)	0,087	0,19	0,167	-0,705	2,137

Снизу вверх по разрезу меняется соотношение русловых и пойменных фаций с увеличением доли последних, о чем свидетельствуют полученные результаты при макрописании кернового материала. Полученным данным, как минимум, не противоречат и данные гранулометрических исследований. Согласно генетическим и динамогенетическим диаграммам Р. Пассеги и Г.Ф. Рожкова, отложения формировались в обстановках речных течений и отвечают областям градационной (обр. 1, 3) или однородной суспензий (обр. 2, 4).

Литература

- Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
- Вакуленко Л.Г., Предтеченская Е.А., Чернова Л.С. Опыт применения гранулометрического анализа для реконструкции условий формирования песчаников продуктивных пластов васюганского горизонта (Западная Сибирь) // Литосфера. – Екатеринбург, 2003. – № 3. – С. 99 – 108.
- Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.

**СОСТАВ И ГЕНЕЗИС НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕГИОНСКОЙ СВИТЫ
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БТ₁₀ ХАНЧЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)****С.Г. Гасымов**

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Объектом исследования является продуктивный пласт БТ₁₀ газоконденсатного Ханчейского месторождения, расположенного в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

Цель работы – выявление минералого-петрографических, фациальных характеристик, определяющих состав и генезис отложений пласта БТ₁₀.

Для получения поставленных целей выполнено следующее:

- макроописание образцов керна;
- гранулометрический и петрографический анализы в шлифах;
- построение диаграмм Г.Ф. Рожкова и Р. Пассеги.

Керновый материал отобран из 106 скважины Ханчейского месторождения, с разных интервалов глубин (рис.

1).

Макроописание образцов

Образец ГС-1. Тонко (мелко) зернистый песчаник, в основном плохо сортированный. Текстура по большей части массивная; прослеживаются слойки (слоеватость), что можно наблюдать посередине в правой части образца. Небольшое количество органики. Фация песчаных осадков приустьевых частей равнинных рек (АРД).

Образец ГС-2. Песчаник светло-серый, среднезернистый, сортировка плохая. Слоистая косая (однонаправленная), небольшое количество органики. Фация песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД).

Образец ГС-3. В образце наблюдается два слоя с очевидным срезанием, фиксирующим перерыв в осадконакоплении. Верхняя часть – мелкозернистый песчаник с прослоем тонкозернистого алевролита, нижняя – тонкозернистый песчаник. Слоистость косая (верхняя часть), и косоволнистая (нижняя часть). Сортировка хорошая, среднее количество органики. Фация песчано-алевритовых осадков прибрежных частей заливов (БЗА).

Образец ГС-4. Переслаивание темно-серого тонкозернистого песчаника и крупнозернистого алевролита с плохой сортированностью материала (рис. 2). Текстура слоеватая, до косой. Обломки древесины. Конкреция. Фация переслаивания глинисто-алеврито-песчаных осадков подвижного прибрегового мелководья (БММ).

Микроскопическое изучение шлифов

Анализы были выполнены под микроскопом с увеличением 90, с подсчетом более трехсот зерен в каждом шлифе. По петрографическому составу все песчаники относятся к аркозам.

На основе подсчета зерен построены гистограммы и кумулятивные кривые, которые отражают гранулометрический состав пород.

Динамогенетические диаграммы (с учетом [3])

Гранулометрические параметры, рассчитанные по известной методике, позволяют установить динамические условия отложения песков. Для палеодинамических реконструкций использованы диаграммы Г.Ф. Рожкова и Р. Пассеги. На диаграммах нанесены точки, соответствующие каждому образцу (рис. 3).

На диаграмме Р. Пассеги точка 2 попадает ближе к зоне качения, точка 3 – в зону градиционной суспензии, а точки 1 и 4 расположились в зоне мутьевых потоков.

На диаграмме Г.Ф. Рожкова с линиями координат эксцесс–асимметрия фигуративные точки 1 и 2 попали в 4-ю зону (сильные речные или вдольбереговые течения); точка 3 – в 5-ю зону (выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн); точка 4 – в 7-ю зону (волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья, прибрежно-морские фации) – нижняя правая четверть прямоугольника. Исходя из выполненных исследований, обе диаграммы подтверждают результаты по макроописанию керна. Ниже приведен пример, относящийся к изучению образца (ГС-4). Так как образец №2 имеет самую большую размерность зерен, образец №3 – меньшую, чем у второго, а образцы 4 и 1 – самые малые размерности (тонкозернистый песчаник и крупнозернистый алевролит). Диаграмма Г.Ф. Рожкова подтверждает, что данные образцы накапливались в разных обстановках в целом.

Таким образом, выполненные расчеты показывают, что отложения пласта БТ₁₀ представлены средне-, мелко и тонкозернистыми песчаниками в переслаивании с тонкозернистым алевролитом, большей частью с плохой сортировкой; характеризуются преимущественно одномодальными кривыми.

Это дополняет и детализирует общие сведения, приведенные в работах по исследуемому району [1, 2].

Таким образом, выполненные расчеты показывают, что отложения пласта БТ₁₀ представлены средне-, мелко и тонкозернистыми песчаниками в переслаивании с тонкозернистым алевролитом, большей частью с плохой сортировкой; характеризуются преимущественно одномодальными кривыми.

Это дополняет и детализирует общие сведения, приведенные в работах по исследуемому району [1, 2].

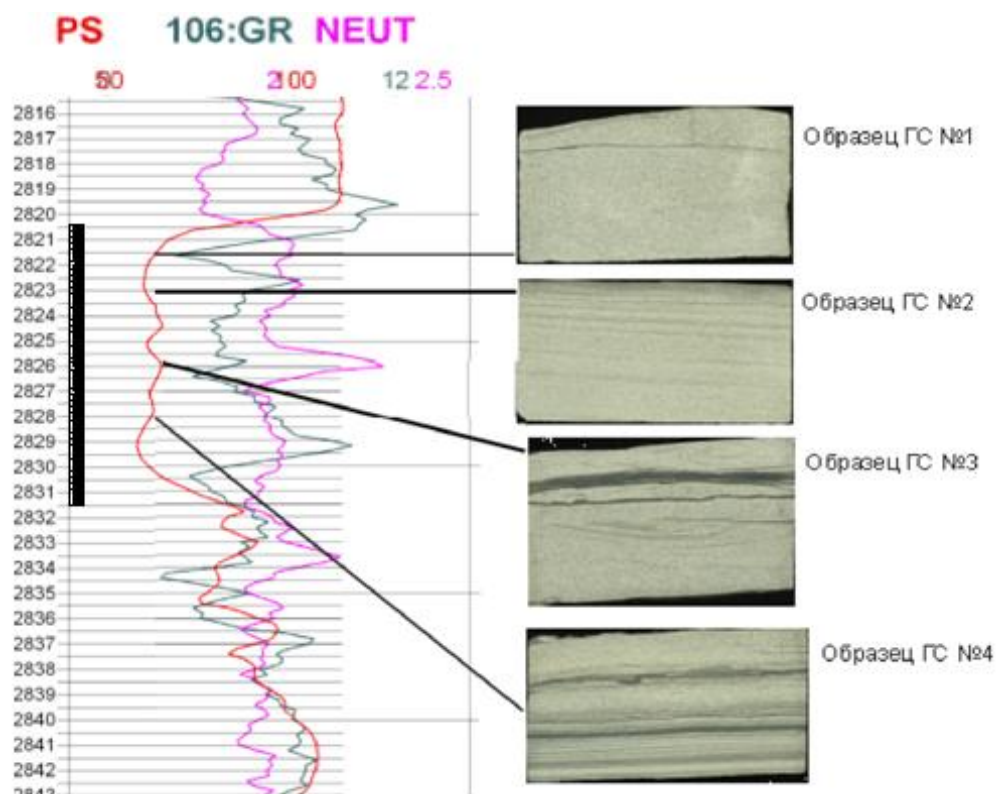


Рис. 1. Положение коллектора БТ₁₀ в скважине 106, с привязкой образцов керна

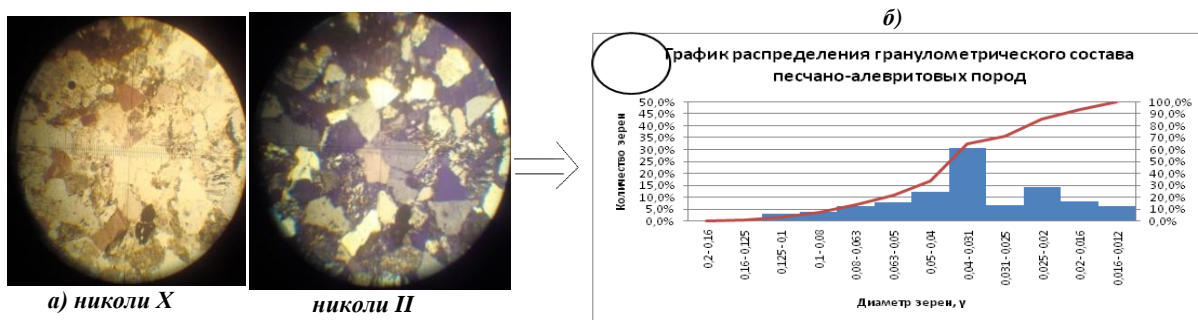


Рис. 2. Микроскопическое изучение образца СГ-4:

- а) фотография шлифа СГ-4 под микроскопом с 90-кратным увеличением, николи скрещены/параллельны
- б) гистограмма и кумулятивная кривая, отражающая гранулометрический состав

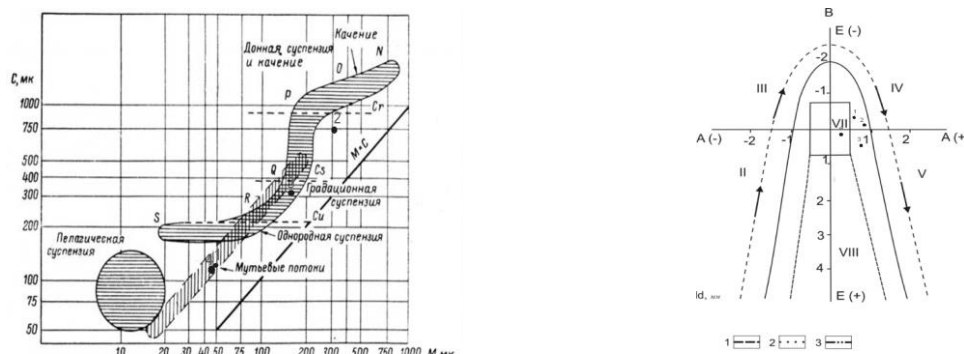


Рис. 3. Динамогенетические диаграммы Р. Пассеги (а) и Г.Ф. Рожкова (б)

Литература

1. Бородин В.Н., Нестеров И.И. (мл.). Гипостратотипический разрез песчано-алевритовых пластов группы БТ в разрезе нижнего неокома Тазовского литофациального района // Горные ведомости. – Тюмень, 2007. – № 3. – С. 42 – 56.
2. Литолого-фациальная и литолого-петрографическая характеристика сейсмофациальных комплексов неокома севера Западной Сибири / Брехунцов А.М., Бородин В.Н., Нестеров И.И. (мл.) и др. // Горные ведомости. – Тюмень, 2007. – № 10. – С. 34 – 42.
3. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА
НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****А.В. Горева**

Научный руководитель Л.А. Абукова

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, Россия

Новопортовское месторождение характеризуется сложным строением. Фундамент месторождения состоит из гетерогенных по возрасту и составу блоков. В осевой части поднятия, в районе северного и южного сводов располагается массив протерозойских плотных сланцев [1]. Отмечено наличие по всему вертикальному разрезу малоамплитудных и безамплитудных тектонических нарушений, создающих зоны разломно-трещинного разуплотнения в низкопроницаемых осадочных и непроницаемых кристаллических породах [4 и др.].

Палеогидрогеологический анализ показал, что в раннемезозойское время здесь еще существовал инфильтрационный режим. Инфильтрационные воды могли проникать достаточно глубоко в массив карбонатных пород, вызывая декарбонатизацию (карбонатный карст). Независимыми исследованиями подтверждено наличие многочисленных карстовых полостей палеозойского карбонатного массива [3]. Также установлено, что карстовые полости в карбонатных породах палеозоя Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) формировались вдоль древних разломов северо-восточного простирания и усиливались в местах их пересечения с разломами субмеридиональной направленности, что говорит о дренажной роли этих разломов [1, 3].

Благодаря нисходящей миграции вод, карстованием были затронуты породы на сотни метров в глубину [4]. В частности, карстовые полости, вскрытые скважинами 211, 216, 217, углубляются в тело карбонатных отложений на 200 м.

В центральной части месторождения вскрыты отложения палеозойского возраста, представленные зеленокаменной формацией. Известно, что породы зеленокаменной формации подвергаются гидратации [6]. Среди породообразующих минералов в отложениях, вскрытых на Новопортовском месторождении, присутствуют хлориты, сидериты, кварцы, анортиты, серпентины и другие минералы, которые либо вступают в реакции гидратации, либо, напротив, сами являются продуктами этого процесса. Хлорит встречается в описании разреза среднепалеозойских отложений Новопортовского месторождения чаще всего [2, 4], возможно потому, что его образование происходит во всем диапазоне температур и давлений зеленокаменного метаморфизма базитов. Диафорез имеет значительный отрицательный эффект – 12 %; он инициирует гидродинамическое возмущение – вакуумирование порового пространства, которое, в свою очередь, вызывает приток флюидов из внешних источников. Таким источником может быть осадочный чехол. Тогда с началом гидрогенного растрескивания метаморфизируемых базитов во всем их объеме должен развиваться нисходящий поток флюидов, поступающих из расположенного выше источника. Вместе с водами из осадочного чехла могут в породы базитового основания мигрировать и фазообособленные УВ, такой механизм описан в работе [6]. В нашем случае вполне существует такая возможность.

На Новопортовском месторождении «донорными» флюидами могут быть пластовые (седиментационные, древнеинфильтрационные) и поровые воды перекрывающего юрского возраста, а также воды карбонатов и метапесчаников позднепалеозойского возраста.

О том, что здесь возможен механизм поглощения вод (а вместе с ними зрелого органического вещества и фазообособленных углеводородов) говорят следующие факты. К зеленокаменной формации приурочено большинство сухих объектов, что можно объяснить с позиций участия вод осадочного происхождения в процессах гидролиза пород основного состава. Так, к этой зоне приурочены сухие объекты, вскрытые скважинами 88 (-2519), 109 (-2528), 125 (-2580), 126 (-2656), 139 (-2652), 161 (-2676), 179 (-2679), 194 (-2635), 215 (-2917) и др. В самой непосредственной близости расположены скважины 132 (-2569), 136 (-2622), 219 (-2823). Вне влияния этого фактора оказывались сухие объекты, вскрытые лишь в единичных случаях: скв. 303 (-3101), 307 (-3537) с испытанием в открытом стволе, 130 (-2778), в которой сухой – только нижний горизонт.

Обращает на себя внимание тот факт, что некоторые скважины (скв. 131, 98) вскрыли по два или три следующих друг за другом сухих объектов; в других случаях (скв. 161, 130) сухим оказывается только нижний опробованный интервал. Ситуация, когда сухой интервал залегает над флюидонасыщенным, не встретилась. Интересно, что флюидонасыщенность меняется по направлению от скважины 216, где получены притоки воды, газа, конденсата и нефти, к скв. 211, где зафиксировано пониженное давление к ближайшей от нее скважины 215, где вскрыты сухие объекты.

Высказано мнение [3], что узлы пересечений линеаментных зон играют основную роль в вертикальной миграции УВ. Такая проводящая роль, бесспорно, присуща тектоническим разломам и линеаментам, но эти

разломы обеспечивают не столько восходящую, сколько нисходящую миграцию. Об этом можно, в частности, судить потому, что ряд сухих объектов приурочен к разломам и их пересечениям (например, обнаруженные на скв. 88, 109, 130, 161, 179).

Обогащение же пород кислого состава водами седиментационного генезиса должно приводить к тому, что под воздействием агрессивных органических кислот микротрещины будут прорабатываться в соответствии с вышеописанными процессами декарбонатизации; как следствие, в породах этого типа должна повышаться флюидопроводимость [2, 5].

Таким образом, возникновение очагов дефицита давления может быть спровоцировано целым рядом геохимических процессов, происходящих на больших глубинах, в том числе на стыке осадочного бассейна и фундамента. Это должно быть учтено при обосновании прогнозных моделей формирования зон нефтегазоаккумуляции на недоступных пока для бурения глубинах.

Гидратация базитов не является единственным процессом, приводящим к появлению дополнительной пустотности, трещинообразованию в отложениях палеозойского возраста. Как известно самое широкое распространение здесь имеют доломиты, которые могли образоваться как вторичные продукты преобразования карбонатного комплекса. Этот процесс также идет со значительным отрицательным объемным эффектом.

Метаморфизующие флюиды седиментационного происхождения (в элизионных бассейнах) содержат обычно большое количество углекислоты, и поэтому наряду с гидратацией базитов происходит их карбонатизация. При открытой пористости порядка 1-2 % вторичные минералы (хлорит и эпидот) не смогут залечить флюидопроводящие каналы за все время преобразования мафической породы в зеленый сланец (если такому залечиванию не будет способствовать уплотнение изменяемой породы). Этим базиты кардинально отличаются от кислых и ультраосновных пород [2].

В породах кислого состава вторичные изменения в рассматриваемых термобарических условиях также сопровождаются образованием водных минералов: цеолитов, слоистых силикатов (хлорита, смектита, иллита, серицита и др.), эпидота и др. В то же время минеральный состав вторичной ассоциации весьма чувствителен к химическому составу не только первичных минералов, но и породообразующего раствора. В частности, от содержания в воде Mg и Fe₂ [2].

На Новопортовском месторождении содержание карбонатов в пластовых водах заметно выше, чем на других месторождениях Ямала. Например, если в самых глубоких вскрытых горизонтах Харасавейского месторождения концентрация иона CO₃ составляет 20-40 мг/дм³, в то время как на аналогичных глубинах на Новопортовском месторождении содержание этого иона более 300 мг/дм³. В палеозойских отложениях содержание карбонат-иона в среднем составляет 80-100 мг/дм³. Интересно отметить, что единственный замер концентрации иона CO₃ по скважине, расположенной на массиве основных пород, оказался по значениям самым низким (60 мг/дм³) по сравнению с другими, расположенными в карбонатном массиве, где значения достигают и 300 мг/дм³. Это можно расценить, как отсутствие влияния ювенильных вод, скорее всего здесь присутствуют разбавленные седиментационные растворы.

Если для контурных вод нет корреляции значений содержания иона CO₃ с глубиной, то для законтурных вод она проявляется: с глубиной, от комплекса к комплексу содержание иона CO₃ увеличивается. Например, если для комплекса НП₀-НП₁₀ оно составляло 0-72 мг/дм³, НП₅-НП₆ – 0-132 мг/дм³, НП₉-НП₁₂ – 0-264 мг/дм³, Ю₂-Ю₁₂ – 0-336 мг/дм³, то для J-Pz оно достигает 300-500 мг/дм³.

Методами геохимического моделирования было исследовано, как происходит взаимодействие вод и карбонатных пород на Новопортовском месторождении, т.е. определялось, растворяют ли воды породы или из вод соли выпадают в пустотное пространство коллекторов.

Было установлено, что до глубин 2500-3000 м воды недонасыщены карбонатами, но ниже ситуация меняется: вместо выщелачивания солей происходит коагуляция породы. Это можно трактовать так, что через массив карбонатных пород седиментационные воды будут не только проникать в нижележащие, но еще и усиливать его пустотность. Но с глубин порядка 2500 м и глубже карбонаты будут выпадать, ухудшая емкостно-фильтрационные свойства коллекторов, особенно палеозойского фундамента (с глубин более 3000 м).

Это говорит о том, что с гидрогеологических позиций вряд ли правильно искать хорошие коллекторы с глубиной погружения палеозойских отложений.

Литература

1. Журавлев Е.Г., Облеков Г.И. Гипергенная газоносная формация фундамента Новопортовского месторождения. // Геология нефти и газа, 2000. – № 5. – С. 39 – 43.
2. Запывалов Н.П. Образование вторичных резервуаров нефти и газа как результат активного взаимодействия в системе флюид-порода (на примере Западно-Сибирских месторождений) / Гидрогеохимия осадочных бассейнов. – Томск: Изд-во НТЛ, 2007. – С. 181 – 186.
3. Районирование территории севера Западной Сибири по степени субвертикальной флюидопроницаемости осадочной толщии пород / Кузьминов В.А., Пименова Л.В., Соловьев Н.Н. и др. // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 162 – 168.
4. Скоробогатов В.А., Фомичев В.А. Геологическая модель и условия формирования Новопортовского газоконденсатного месторождения, // Геологическое моделирование газовых месторождений. – М.: ВНИИГАЗ, 1986. – С. 23 – 31.
5. Шиганова О.В. Гидрогеологические аспекты нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). – М.: ГЕОС, 2007. – С. 230 – 241.

6. Яковлев Л.Е. Инфильтрация воды в базальтовый слой земной коры. – М.: Наука, 1999. – 200 с.

НОВЫЕ ВОПРОСЫ К СЛОЖИВШИМСЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЯМ О ФОРМИРОВАНИИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.А. Гумерова

Научный руководитель доцент В.Н. Ростовцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безусловно, каждый геологический объект в литосфере уникален. Но среди этого многообразия есть такие геологические тела, которые в силу своих специфических особенностей привлекают внимание большинства исследователей. К таким объектам в Западной Сибири относятся отложения волжского яруса верхней юры, выделенные в 1959 году Ф.Г. Гурари в баженовскую свиту, которая в 1960 году была включена в региональную стратиграфическую схему [4]. Во-первых, эти отложения распространены на огромной территории, площадь которой по отдельным оценкам достигает 2 миллиона км² [1]. Во-вторых, они представлены в подавляющем большинстве разрезов битуминозными темно-серыми буровато-коричневыми аргиллитами, содержащими стяжения пирита и тонкие карбонатные пропластки, прослои радиоляритов, многочисленные фосфоритизированные остатки рыб и панцири кокколитофорид. В разрезах соотношения минеральной составляющей и органического вещества в этой свите сопоставимо. В-третьих, эти отложения имеют повышенную радиоактивность, благодаря чему они однозначно выделяются в разрезе по данным радиоактивного каротажа. В-четвертых, несмотря на свой в целом глинистый состав, эти отложения характеризуются высоким сопротивлением, которое иногда достигает порядка 500 омометров и выше, что резко отделяет их от куломзинских глин валанжинского возраста по данным стандартного каротажа. В-пятых, с подошвой этих отложений надежно связан опорный сейсмический горизонт. В Томской области он индексируется как отражающий сейсмический горизонт П³, в Тюменской – горизонт «Б». На морфологии этих сейсмических горизонтов в настоящее время базируется подавляющее большинство поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Не удивительно, что со всех аспектов детальным изучением этих отложений занималась огромная армия замечательных и выдающихся геологов России, среди которых, с нашей точки зрения, необходимо вспомнить такие имена, как Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, А.М. Брехунцов, А.Э. Конторович, С.И. Филина, М.В. Корж, О.М. Мкртчян, В.А. Скоробогатов, М.С. Зон, С.Г. Неручев, Н.Б. Вассоевич, Н.В. Лопатин и многие, многие другие. Изучению этих отложений много сил отдали и ученые Томского политехнического университета: А.В. Ежова, Н.М. Недоливко, Т.Г. Перевертайло, профессора И.В. Гончаров, Н.П. Запивалов.

Трудами этих многочисленных ученых представления об отложениях баженовской свиты постоянно эволюционировало. На раннем этапе они рассматривались, как четкий сейсмический и стратиграфический репер, способный эффективно выполнять функцию покрывки. При более детальном изучении выяснилось, что это базовая нефтематеринская толща Западной Сибири. Результаты бурения на Восточно-Салымской, Салымской, Малобалькской площадях и испытания на них отложений баженовской свиты позволило придти к выводу, что это не только отличная покрывка, но и специфический коллектор, который получил название баженинты. Это особый плитчато-трещиноватый тип разреза баженовской свиты перенасыщенный органическим веществом, способный обеспечивать существенные притоки нефти при определенных технологических приемах.

В настоящий момент у подавляющего большинства геологов сформировалось представление, что накопление отложений баженовской свиты происходило в относительно однотипных условиях глубоководной части шельфа, заполняющейся тонкоотмученными глинистыми осадками. Закономерности распределения мощностей волжских осадков свидетельствуют об относительно спокойном тектоническом режиме в бассейне. Иногда идет дискуссия о величине глубины волжского моря. Эти цифры колеблются от 400 до 700 метров. Многие исследователи считают, что накопление отложений баженовской свиты происходило на фоне недокомпенсированного осадконакопления при резко восстановительной обстановке и даже в сероводородной среде.

Таковы на сегодня в самом общем виде сформировавшиеся представления о формировании и нефтегазности отложений баженовской свиты.

В науке известно, что изучение исключений из правил часто приводит к новым знаниям и меняет ранее сложившиеся представления. Поэтому не случайно многие исследователи, особенно в последние десятилетия – С.Р. Бембель, О.Г. Зарипов, В.А. Захаров, А.В. Осыка, А.П. Соколовский, М.А. Бордог, В.С. Славкин и другие – стали особое внимание обращать на аномальные разрезы баженовской свиты. Аномальность этих разрезов заключается в том, что на ограниченных участках характерные отложения баженовской свиты либо расслаиваются песчаниками, алевролитами, глинами, либо вовсе отсутствуют [3]. По имеющейся информации [4], за последние 30 лет аномальные разрезы баженовской свиты только в Тюменской области вскрыты на 60 площадях. Главным фактором, привлекающим внимание исследователей, является уникальное сочетание в разрезе богатых ОВ классических баженовских аргиллитов с песчано-алевролитовыми коллекторами. При этом [2] по 4 площадям, на которых пробурено 81 скважина, по данным интерпретации ГИС, в песчаниках баженовской свиты лишь 40 % нефтенасыщены. По данным этого же источника в результате испытания 54 поисково-разведочных скважин притоки нефти получены лишь в 60 %, в остальных получены притоки воды.

Встает важнейший вопрос нефтяной геологии: почему баженовская свита не повсеместно генерирует нефть в зонах, имеющих одну степень катагенеза ОВ? И еще более смелый вопрос: генерирует ли она нефть

вообще? Пытаясь ответить на этот вопрос, мы рассмотрели аномальные разрезы, вскрытые в пределах Средне-Васюганского нефтяного месторождения. На рисунке представлен аномальный разрез баженовской свиты, вскрытой скважиной № 9, и показаны результаты интерпретации песчаных пластов васюганской и баженовской свит. Несмотря на то, что верхнеюрская продуктивная толща в скважине № 9 вскрыта на 19 метров выше, чем в скважинах, давших нефть, проницаемые пласты баженовской и васюганской свит оказались по результатам испытания водоносны. Так почему же, несмотря на наличие коллекторов среди битуминозных баженовских аргиллитов, притоки нефти не получены? На первый взгляд, можно было бы использовать идеи О.М. Мкртчяна [3] и М.А. Бордюг [2], которые рассматривают генетическую связь между баженовской и ачимоской толщей. Последняя авторами рассматривается как транспортер нефти из баженовки в шельфовые пласты.

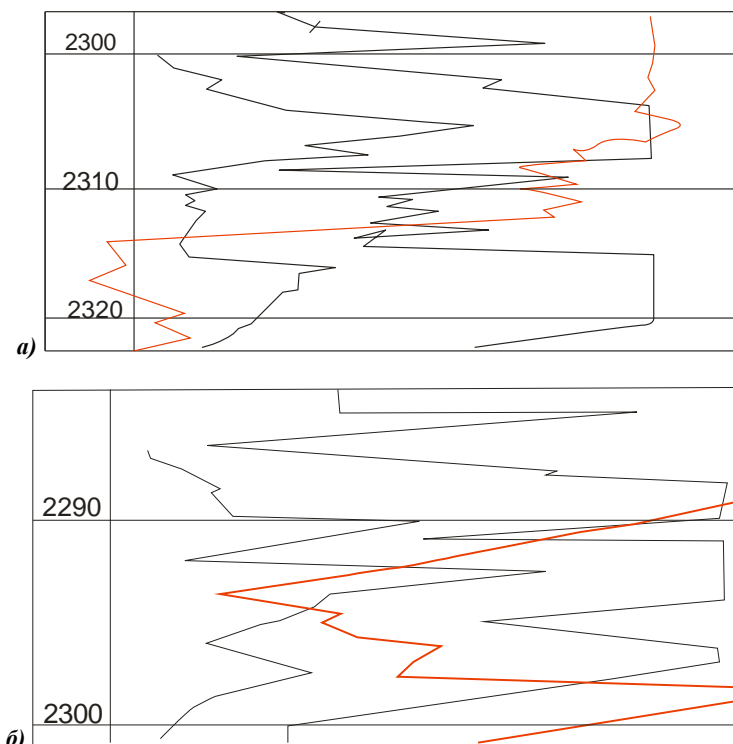


Рис. Сопоставление типов разреза отложений баженовской свиты:
а) классический тип разреза
б) аномальный тип разреза

В данном конкретном случае это объяснение не выдерживает критики. На площади практически нет песчаных пластов ачимовской пачки, и, с позиций существующих взглядов, она не могла здесь формироваться. Это связано с тем, что Средне-Васюганское месторождение, расположенное в приподнятой зоне большого размера, оконтурено со всех сторон значительно погруженными структурами. Быстрее сброс ачимовских песчаников должен был бы происходить с приподнятой зоны на борта или даже в мульды рядом расположенных впадин. Пока однозначный ответ на возникший вопрос нами не найден в связи с его сложностью, но проблема обозначена. Геологи Томской области практически не занимаются аномальным строением отложений баженовской свиты, по крайней мере, нам не удалось найти публикаций опубликованной по этой проблеме томичами.

Но если Мкртчян О.М. и коллектив авторов [3] окажутся правы, тогда томские геологи могут получить новый инструмент прогнозирования неокотских залежей, запасы которых так необходимы нашим нефтепользователям.

Литература

1. Баженовский горизонт Западной Сибири / Брадучан Ю.В., Гольдберг А.В., Гурари Ф.Г. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
2. Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения / Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С. и др. // Геология нефти и газа. – М., 2010. – № 1. – С. 32.
3. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносности отложений Западной Сибири / Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М. и др. – М.: Наука, 1987. – С. 6 – 17.
4. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Под ред. Ростовцева Н.Н. – М.: Недра, 1978. – С. 14.

**ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО ВМЕЩАЮЩИМ БИТУМЫ ПОРОДАМ ЗАЗИНСКОЙ
ВПАДИНЫ****Н.М. Дадакин**Научный руководитель доцент А.А. Ширибон
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

На протяжении последних лет преподаватели геологического факультета иркутского государственного университета совместно со студентами проводят исследования межгорных впадин Забайкалья. Всего на этой территории выделяется около ста впадин разных размеров, особый интерес из многих представляет Еравно-Зазинский участок, в который входят Еравнинская и Зазинская впадины. Район расположен на Витимском плоскогорье с отметками высот от 600-1000 м над уровнем моря. Основные реки района – Витим, Конда, Уда и Заза. В центре расположена группа озер: Бол. и Мал. Еравнинские, Бол. Харга, Исинга и др.

Первые сведения по геологии района получены ко второй половине прошлого столетия, когда по инициативе Русского Географического общества в 1865 г. Витимское плоскогорье посетил И.А. Лопатин. Он провел маршрут по р.р. Витиму, Кыджимиту, Алянге, Зазе и др. В кратком отчете приведены сведения по орографии района и распространению горных пород, среди которых им выделяются гнейсы, граниты, известняки, пресноводные осадочные породы третичного возраста.

Кроме того, И.А. Лопатиным устанавливаются две разновозрастные интрузии: к наиболее древним он отнес порфировидные граниты, к молодым – мелкозернистые граниты [1].

В 1934 г. на юге Витимского плоскогорья геологическую съемку масштаба 1:1000 000 проводил Б.А. Иванов, который выделил две разновидности верхнепалеозойских гранитов, а также установил раннемеловой возраст пресноводных отложений по фауне эстеров.

В 1939 г. К.С. Андриановым и А.И. Смирновым по заданию Главхимпрома было проведено изучение осадочных пород зазинской свиты в обнажениях по р.р. Витим и Заза с целью установления их фосфоритонности. Установленные повышенные содержания P_2O_5 в песчаниках, являлись своеобразным открытием, но из-за и отдаленности района от промышленных центров Зазинское и Витимское проявления фосфоритов оказались не перспективными. В 1947 г. С.Н. Коровин закартировал в масштабе 1:200 000 площадь междуречья Заза–Холой–Витим и пади Ульдзуйтуй и обнаружил остатки кембрийской фауны археоциат в известняках эффузивно-осадочного комплекса, относящегося в настоящее время к олдындинской свите (C_{10I}).

В Еравнинской и Зазинской впадинах проводятся электроразведочные работы методом ВЭЗ (А.Н. Ситников, 1964 г.). Максимальная мощность осадочных толщ в Еравнинской впадине определяется в 3300 м, в Зазинской – 1800 м. Исследования Г.П. Пономаревой и др. (1966, 1967) позволяют заключить, что многочисленные нефте-, газо- и битумопроявления, установленные в пресноводных отложениях оз. Байкал и межгорных бассейнов Забайкалья, свидетельствуют о широком развитии в них процессов генерации и дифференциации углеводородов. Органический потенциал осадков вполне мог реализовать свои возможности для формирования рентабельных для разработки скоплений углеводородов.

Стратиграфия Зазинской впадины.

Верхнеюрские отложения (хилокская свита), подстилающие нижнемеловые, не имеют большого распространения в районе и отмечаются лишь в некоторых скважинах. Низы меловых отложений, выходящие полосой ~4 км в северном борту Зазинской впадины, в 1961 г. В.Г. Беличенко и в 1964 г. Ю.М. Яновым выделялись в эндондинскую свиту. На схеме корреляции мезозойских отложений Зазинской впадины (по разрезам буровых скважин), составленной в 1966 г. В.М. Скобло и Н.А. Ляминой, нижняя часть меловых отложений выделяется в эндондинскую и хысехинскую свиту, а верхняя часть – в зазинскую. Г.П. Пономаревой (1967) указывается, что правильнее называть вскрытые нижнемеловые породы хысехинской свитой, т.к. в юго-восточном борту, в скважинах № 23 и № 9 нижняя часть меловых отложений, в отличие от остальных скважин, представлена эффузивно-осадочными образованиями [4].

В прибортовых частях впадины свита обычно представлена чередованием тонкозернистых осадков: песчаников, алевролитов и аргиллитов. Встречающиеся прослои битуминозных сланцев, мергелей, гравелитов и конгломератов имеют подчиненное значение. Ни одной скважиной не пройден разрез свиты на полную мощность [2].

В геологической истории района выделяется пять тектоно-магматических циклов, приведших в образованию различных по возрасту структур: протерозойских, нижнепалеозойских, мезозойских и кайнозойских. Протерозойские структуры представлены симметричными складками, сложенными кристаллическими породами. Нижнепалеозойские структуры представлены линейными складками преимущественно северо-восточного простирания, сложенными вулканогенно-терригенно-карбонатными отложениями, дислоцированными в структуры типа брахискладок.

Мезозойские структуры формировались в условиях рифтогенных впадин. В начале мезозоя проявились значительные деформации земной коры, выразившиеся в образовании серий разломов северо-восточного субширотного простирания и в воздымании и погружении отдельных её блоков. В результате этих процессов образовались Зазинская и Еравнинская впадины, заполненные вулканогенно-осадочным комплексом пород хилокской, хысехинской и зазинской свит. По разломам осуществлялись движения блоков, которые иногда сопровождалась вулканогенными образованиями. Складчатые формы мезозоя представлены эллипсоидными структурами типа брахискладок, но отмечаются участки со слабонаклонным, почти горизонтальным залеганием

пластов осадочных пород, выполняющих впадины. Кайнозойские структуры формировались в палеогене, неогене и до настоящего времени [3].

Экспедицией, проводившей исследования в Зазинской впадине, были собраны образцы грунта, насыщенного битуминозным веществом. В результате проведенных анализов установлен полный спектр битумов, что свидетельствует о многократном поступлении битуминозного вещества к поверхности и о разной степени его окисленности (от слабой – легкие битумы, до сильной – смолисто-асфальтеновые битумы). Также отмечается резкое преобладание смолистого типа битумов (62 %) и малое количество проб с легкими (4 %) и маслянистыми (8 %) типами. Разброс концентраций велик: от тысячных долей процента до десятых долей. На участке были отобраны пробы с максимальным содержанием в породе №№ 3-18 и 3-19 с содержанием битума 0,32 % и 0,8 %.

Анализ показал принципиальное сходство состава битума. В обоих образцах резко преобладает асфальтово-смолистые компоненты. Наличие асфальтовых кислот и низкие содержания масел говорит о длительных путях миграции, высокой степени окисленности и возможно термической переработки.

Битумовмещающие породы были отправлены для анализа в университет Адама Мицкевича (Польша, г. Познань), где получены данные по гранулометрическому составу пород.

Из рис. 1 видно, что в образце W6 преобладают зерна диаметром менее 2 мм (65 %), преимущественно состоящие из кварца, альбита и ортоклаза.

В образце K3 (рис. 2), состоящем из кварца, альбита и санидина, процентное содержание зерен диаметром менее 2 мм не превышает 25 %. Аналитические работы выполнялись в лаборатории рентгеноструктурного анализа (РСА) Института геологии на швейцарском рентгенокопе Thermo Electron, модель ARL X'tra.

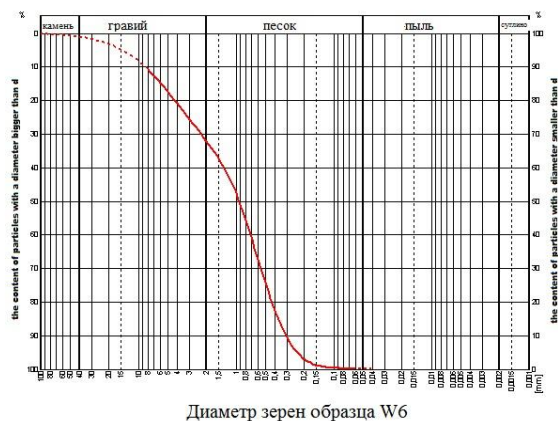


Рис. 1. Диаметр зерен образца W6

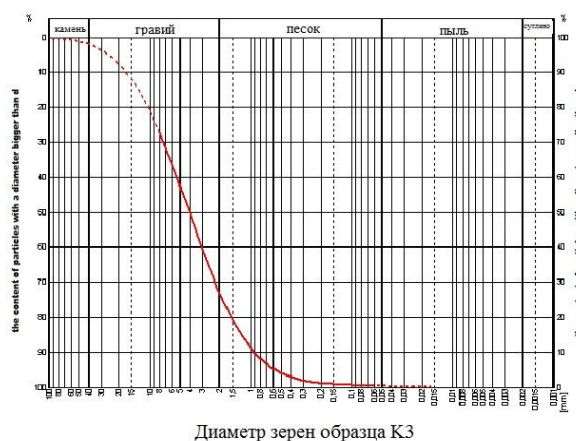


Рис. 2. Диаметр зерен образца K3

Литература

- Исаев В.П., Фишев Н.А., Ширибон А.А. Геологические доказательства перспектив газоносности межгорных впадин Бурятии // Материалы региональной науч.-практич. конференции «Геологической службе Бурятии – 50 лет». – Улан-Удэ, 2003. – С. 124 – 125.
- Пономарева Г.П., Самсонов В.В. Геохимические условия образования нефти в континентальных отложениях межгорных впадин Забайкалья // Геология и геофизика, 1971. – № 6. – С. 39 – 48.
- Развитие мезозойских структур западного Забайкалья / Очиров Ц.О., Булнаев К.Б., Доржиев В.С. и др. – Улан-Удэ: Бурят. кн. изд-во, 1965. – 297 с.
- Самсонов В.В., Пономарева Г.П. Условия генерации углеводородов в мезозойских континентальных впадинах Забайкалья. Осадочные бассейны и нефтегазоносность // Доклады сов. геол. на XXVIII мировом геол. конгрессе. – М.: Наука, 1989. – С. 112 – 118.

**ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ПЛАСТЕ Б₁
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ****В.В. Драванте**Научный руководитель профессор Н.Ф. Чистякова
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

Рассмотрение условий формирования ловушек нефти и газа является частью комплексного (палеотектонического, палеогеографического, палеогеоморфологического, геохимического и гидрогеологического) изучения природного резервуара и осадочного бассейна. Формирование ловушек нефти и газа – это длительный и многосложный процесс, самым тесным образом связанный с эволюцией земной коры, где находят отражение результаты седиментогенеза, диагенеза, эпигенеза и гипергенеза.

Среди многообразия факторов, оказывающих влияние на формирование ловушек нефти и газа, обычно главенствующая роль отводится тектонике и, в частности, режиму тектонических движений. Общеизвестным фактом признается тяготение нефтегазоносных районов мира к сочленению отдельных блоков земной коры, то есть к палеотектонически активным зонам, зонам активного прогибания. Миграция углеводородов (независимо от их генезиса) в недрах из зон их образования в зоны накопления происходит по наиболее ослабленным тектоническим зонам, проницаемым породам, подчиняясь пространственному распределению напряжений во вмещающих породах.

На перераспределение флюидов в недрах влияют также процессы магматизма, которые обуславливают изменения термобарического режима вмещающих пород и приводят к усилению миграции флюидов. Понимание закономерностей миграционных процессов имеет большое практическое значение, особенно при прогнозировании нефтегазоносности в бассейнах древнего заложения, таких как Байкало-Патомская область, к которой примыкают Предпатомский краевой прогиб и Непско-Ботубинская антеклиза.

Отложения чехла на Сибирской платформе начали формироваться в рифее, в обстановке спрединга. Поэтому в первую очередь осадочный чехол накапливался по периферии платформы. Режим растяжения формировал систему разветвленных рифтов внутри платформы, что влекло за собой преимущественно вертикальную миграцию погребенных флюидов, и концентрацию первичных углеводородов в центральных частях рифтов, с оттеснением их при сжатии к окраинам бассейна, являющихся депоцентрами осадконакопления. Время от времени режим растяжения сменялся кратковременным сжатием.

Считается, что наиболее интенсивное сжатие Сибирской плиты происходило на рубеже 850 (± 50) млн. лет назад в пределах Енисейского кряжа. Байкало-Патомский мегабассейн в это время продолжал существовать в обстановке относительно стабильного растяжения вплоть до позднего венда с амплитудой нисходящих движений до 2-5 км. В результате к раннему кембрию здесь сформировались богатейшие нефтегазоматеринские толщи.

Отдельные исследователи считают, что наиболее интенсивное нефтеобразование происходило в рифее (раннем и среднем). Накопившиеся здесь мощные толщи осадков в Байкало-Патомском палеобассейне уже в раннем и среднем рифее входят в главную зону нефтеобразования, а в конце рифея и в главную зону газообразования. Непско-Ботубинская антеклиза претерпевала в это время период опускания, компенсированного осадконакоплением. Накапливались терригенные осадки непской и тирской свит. Это прогибание продолжалось вплоть до девона. Многие считают именно девон временем максимального погружения.

На рубеже силура и девона начался период каледонской складчатости. Юг Сибирской платформы был охвачен напряжениями сжатия каледонского цикла тектогенеза. Особенно интенсивные тектонические процессы происходили в Байкало-Патомском палеобассейне. Складчато-надвиговые процессы сопровождался проявлением магматизма и метаморфизма. Во внутриплатформенной области начали формироваться вендские и кембрийские ловушки с терригенными коллекторами. Процессы сжатия и сдвиговые деформации привели к глубинному дренажу рифея и венда. Наличие мощных толщ солей в кембрии может служить экраном для углеводородных флюидов [3].

Среднеботубинское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы и приурочено к Среднеботубинскому поднятию, которое образовалось в ранне-среднедевонскую эпоху и последующий период. Продуктивные горизонты приурочены к отложениям венда (ботубинский горизонт, пласт В₅) и нижнего кембрия (осинский продуктивный горизонт, пласт Б₁). Отложения осинского горизонта связаны с зонами развития водорослевых известняков и доломитов (с биогермными постройками, которые прослеживаются в наиболее приподнятых частях Непско-Ботубинской антеклизы). Органогенные постройки, в частности, ископаемые рифы – погребенные карбонатные массивы изометричной и вытянутой формы, имеющие сложное внутреннее строение.

Образуются они в мелководно-морской зоне с глубинами до 45 м и протягиваются вдоль береговой линии цепочкой. Рифостроителями являются сине-зеленые водоросли [1]. Общая толщина горизонта 50-70 м, эффективная составляет 3-7 м, а местами достигает 20 м. Фильтрационно-емкостные свойства пород в целом низкие. Тип коллектора порово-каверновый. Залежь центрального блока горизонта нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Длина залежи 68 км, ширина от 4 до 17 км. Площадь залежи 727 км², ее высота составляет 60 м, в том числе нефтенасыщенная часть 25 м и газовая шапка 35 м. Залежь западного блока газоконденсатная, тектонически экранированная.

Осинский горизонт перекрывается мощной толщей каменной соли, являющейся надежным экраном.

Пластовые воды имеют хлоркальциевый и хлормagneиный тип с минерализацией до 493 г/л, плотность воды 1,27 г/см³. Среди анионов доминирует ион хлора, составляющий 99 % мг-экв от общего анионного состава.

В катионном составе преобладает ион кальция (86-54 мг-экв); также присутствует натрий и калий, нередко – магний.

Автором данной работы с использованием составленной в 2007 г. коллективом авторов СНИИГГиМС под руководством А.Э. Конторовича структурной карты по кровле осинского горизонта была построена серия субширотных геологических и гидрогеохимических разрезов, с помощью которых оказалось возможным проанализировать условия формирования подземных вод, омывающих углеводородные скопления, в отдельных блоках данного пласта. При анализе использовались результаты исследования проб воды и свободных газов, отобранных на устье скважин №№4, 50, 82, 3, 23, 94, 25, 80, 39, 83, 51, 106, 29, 10, 6, 12. Минерализация подземных вод в пласте Б₁ колеблется от 90,8 г/л (скв. №10) до 493 г/л (скв. №25). Величина коэффициента метаморфизма K_{Cl}^{Na} изменяется в интервале 0,12 (скв. №6) – 0,99 (скв. №№ 12, 3, 50 и др.). Значения K_{Cl}^{Na} нарастают в северной и центральной частях поднятия с запада на восток, а в южной части поднятия – на запад. Заполнение карбонатных коллекторов центрального блока нефтяными углеводородами происходило как по разлому между скв. №3 и №84, так и со стороны восточного погружения Среднеботуобинского поднятия. Это подтверждается высокими значениями K_{Cl}^{Na} в восточной части центрального блока. По гидрогеохимическим данным прослеживается некоторое уменьшение минерализации подошвенных вод с ростом K_{Cl}^{Na} . Воды с коэффициентом метаморфизма 0,99 менее преобразованы по сравнению с первичными пластовыми водами, для которых значение K_{Cl}^{Na} соответствует 0,12-0,57, и образовались на стадии катагенеза при трансформации монтмориллонита в гидрослюда; данный процесс отражает этап реализации нефтематеринского потенциала глинистыми породами, обогащенными органическим веществом. В ходе этого процесса образуются жидкие и газообразные углеводороды, которые растворяются в образующихся возрожденных водах. Последние переносят новообразованные углеводороды из зоны генерации в породы-коллекторы. Нефтяные углеводороды заполняли присводовую часть пласта Б₁.

Западный блок пласта Б₁ весь заполнен углеводородными газами, газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке -1184 м. Состав газов показывает, что газ содержит до 85 % метана, и более 5 % гомологов метана, что позволяет отнести этот газ к жирным. Отношение $i-C_4/n-C_4$ и $i-C_5/n-C_5$, по данным И.С. Старобинца (1984 г.), отражает механизм миграции углеводородных газов в осадочном чехле: диффузионный или фильтрационный. В том случае, когда данные отношения в направлении миграции нарастают, механизм миграции осуществляется по принципу фильтрации, а внутри залежей перераспределение углеводородов происходит по принципу диффузии-фильтрации [2]. Можно предположить, что газ, содержащийся в пласте Б₁ в районе скв. №7, №4, пришел либо из нижних частей осадочного чехла по разлому, расположенному западнее скв. №4, либо из глинистых нефтематеринских пород, разделяющих карбонатные толщи осинского горизонта, расположенных на западном погружении Среднеботуобинского поднятия.

Результаты газа, полученного в скв. №3, характеризуются отношением $i-C_4/n-C_4$, равным 0,50, и $i-C_5/n-C_5$, равным 1, что подтверждает фильтрационный механизм переноса газообразных углеводородов из западного блока залежей в центральный. Углеводородные газы, поступая в центральный блок залежи, заполненный ранее пришедшей сюда нефтью, оттесняют нефтяные углеводороды в нижнюю часть центральной ловушки. Газонефтяной контакт установлен на абсолютной отметке -1135 м, водонефтяной контакт – на абсолютной отметке -1160 м. Восточный блок не содержит свободных углеводородов. По отношению к центральному блоку он погружен на 35-40 м. По данным испытаний во всех частях данного блока получен только фильтрат бурового раствора.

Литература

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
2. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1984. – 248 с.
3. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск.: СО РАН, 2007. – 467 с.

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ СТРАТИГРАФИИ И ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЛУБИННОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1954 г. на Колпашевской опорной скважине №2 была получена первая нефть в Западной Сибири из зоны контакта палеозойского фундамента и осадочного чехла (интервал 2869-2860 м). Первый промышленный фонтан палеозойской нефти на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции получен в 1963 году из скважины 6 Медведевской площади, входящей в состав Советского нефтяного месторождения на восточном

склоне Нижневартовского свода Томской области. На протяжении 50 лет проблему нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири изучали в Томских и Новосибирских научно-исследовательских институтах, что позволило открыть около 30 месторождений и столько же выявить нефтегазопроявлений в кровле доюрского фундамента. Следует отметить многочисленные публикации ученых, среди них: Е.Е. Даненберг, Н.П. Запивалов, О.Г. Жеро, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, В.И. Краснов, З.Я. Сердюк, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, Г.И. Тищенко, А.А. Трофимук, А.Н. Фомин и многие др.

Достижению таких результатов также способствовало внедрение в методику поиска обязательное условие вскрытия пород доюрского фундамента на 100 метров в первых трёх независимых поисковых скважинах на площадях, вводимых в поисковое бурение.

Однако вопрос о наиболее перспективных и первоочередных объектах поиска залежей нефти и газа в отложениях доюрского фундамента на территории Томской области до сих пор остается остро дискуссионным, поскольку недостаточно имеющейся геолого-геофизической информации, и её качество оставляет желать лучшего.

На сегодняшний день методика изучения палеозойского фундамента в Западной Сибири практически полностью базируется на методике изучения осадочного терригенного комплекса. Неравномерная и слабая изученность доюрского фундамента объясняется целым рядом причин геологического, технологического и экономического характера.

До сих пор нет однозначного ответа на вопрос о возможности нахождения нефти в Кузнецком седиментационном осадочном бассейне. Здесь известны нефтепроизводящие и нефтегазоносные геологические формации, в том числе располагающиеся в подугольных толщах или сменяющих их по латерали.

Верхнепалеозойские отложения (в том числе и верхнедевонские) в западной части Томской области являются нефтегазоносными и залегают на глубинах свыше трех тысяч метров [1, 2]. В южной и юго-восточной частях Томской области на дневную поверхность выходят отложения верхнего палеозоя (каменноугольная и пермская системы), из которых осуществляется основная добыча угля в соседней Кузнецкой котловине. Поэтому к нижезалегающим девонским отложениям Кузбасса проявляется неподдельный интерес. Девонские отложения прерывистой полосой обрамляют со всех сторон Кузбасс. Они представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним, в основном чередованием континентальных, морских и лагунных фаций.

Верхнедевонские осадки представлены терригенно-карбонатными породами; в известняках обильная фауна брахиопод, мшанок, кораллов. На северо-восточной, восточной и южной окраинах в отложениях зоны отмечено большое количество битумопроявлений (породы с характерным запахом и прослоями горючих сланцев). Осадконакопление происходило в условиях мелководного морского бассейна, что способствовало формированию рифовых построек.

Рифогенные структуры-ловушки нефти и газа установлены по геолого-геофизическим материалам после проведения региональных сейсмических работ, давших новую информацию о структуре осадочной толщи бассейна. Они могут аккумулировать значительные компактные залежи нефти и газа. Коллекторские свойства перспективных отложений вполне удовлетворительные; встречаются трещинные коллекторы.

Что касается гидрогеохимии, то подземные воды относятся к хлоркальциевому и гидрокарбонатно-натриевому типам, обогащены гидрокарбонатами щелочей, лишены сульфатов, иногда имеют запах сероводорода, повышенную минерализацию. Растворенные в водах газы имеют метановый состав с появлением тяжелых углеводородов. Наличие зон замедленного водообмена, в которых сохранялась восстановительная среда, говорит о благоприятных условиях для сохранения залежей нефти и газа. Покрышками для залежей УВ могут служить глинистые породы, карбонатные и эффузивные, представленные плотными массивными разностями, но хороших флюидоупоров не выявлено.

Впервые на возможную нефтеносность эпиплатформенных палеозойских отложений Кузнецкой котловины указал М.А. Усов в 1920 году. Первые находки битумов типа асфальтитов были обнаружены в 1925 году Ю.А. Кузнецовым в девонских отложениях на Крапивинском поднятии. Несколько позже, начиная с 1929 года, многочисленные находки твердых, мягких и полужидких битумов были установлены А.В. Тыжновым в районе Барзасского поднятия при разведке «барзасских углей». В 50-е годы в Кузнецкой котловине (входит в состав ЗСП и является южным окончанием краевого прогиба) осуществлялось бурение на нефть и газ, где палеозойские отложения выходят на дневную поверхность. Были открыты мелкие залежи газа, но фонтаны газа быстро истощались.

Положительным моментом для этого комплекса является присутствие нефтематеринской свиты по аналогии с Волго-Уральской провинцией, где верхнедевонский комплекс, а именно франкий ярус содержит доманиковый горизонт – битуминозные карбонатные отложения, которые считаются нефтепроизводящими. Аналогичные породы были зафиксированы геологами в районе Барзаса на правом берегу р. Томь [3, 4].

В мощной 200 метровой толще известняков присутствовала 60 метровая пачка битуминозных известняков. Эти породы были ориентировочно оценены как средний и верхний девон. Представлены они известняками светло- и темно-серыми, слоистыми или массивными. В отложениях найдена фауна кораллов, брахиопод, пелеципод и гастропод. Возраст определялся по комплексу присутствующей фауны.

Необходимо продолжать дальнейшее более детальное изучение наиболее перспективных и первоочередных объектов поиска залежей нефти и газа в отложениях доюрского фундамента на территории Томской области.

Литература

1. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса // Труды СНИИГИМС. – Л. Гостоптехиздат, 1959. – Вып. 4. – 300 с.
2. Коровин М.К. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. – Новосибирск: Академия наук СССР, Западно-Сибирский филиал, 1945 – 31 с.
3. Скурский М.Д. Золото-редкоземельно-редкометалльно-нефтегазоугольные месторождения и их прогноз в Кузбассе. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2005. – 627 с.
4. Стратиграфический словарь СССР. Карбон, пермь / Отв. ред. Г.В. Котляр; Гл. ред. В.Н. Верещагин. – Л.: Недра, 1977. – 535 с.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ ДОЮРСКОГО
ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ ПО
РЕЗУЛЬТАТАМ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная и газовая промышленность Томской области в рыночных условиях стала фундаментом для экономического развития региона. Однако многолетняя разработка нефтяных месторождений с наиболее эффективными запасами привела к тому, что на большинстве из них наметилась тенденция падения добычи. Для поддержания и увеличения уровня добычи необходим резкий скачок в научно-техническом прогрессе геологического изучения недр в Томской области.

Другим перспективным направлением наращивания минерально-сырьевой базы является освоение новых территорий, неисследованных нефтегазоносных комплексов и нетрадиционных ловушек для нефти и газа, где ожидается открытие крупных и средних месторождений углеводородов. Среди сибирских ученых, занимающихся проблемами палеозоя в Томской области, можно назвать: В.С. Суркова, О.Г. Жеро, А.Э. Конторовича, З.Я. Сердюк, А.А. Трофимука, Н.П. Запывалова, Е.Е. Даненберга, Г.И. Тищенко и др., С.А. Степанова, А.С. Шатову.

Состояние изученности доюрских отложений в восточных районах Томской области все еще остается очень низким. Отсутствуют достоверные данные, нет единого мнения о геологической природе и тектонической принадлежности, литолого-фациальном составе, диагностике, возрасте и условиях осадконакопления, мощностях и распространении по площади отдельных комплексов, что не позволяет в полной мере определить масштабы возможной генерации углеводородов (УВ) и произвести однозначную количественную оценку прогнозных запасов. Все эти факторы позволяют сделать вывод о необходимости дальнейшего проведения региональных и поисковых работ для получения научно-обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности данного района.

Восток Томской области геофизическими методами изучен очень слабо. Изученность глубоким бурением также не дает нам полной картины о геологическом строении доюрских отложений. Пробурено всего 18 скважин, большинство из них вскрыло палеозойские отложения лишь на первые 10-ки метров. Только скважины В-1 и В-3 вскрыли палеозойскую толщу мощностью более 2 км (рис. 1).

Обобщение геолого-геофизической информации, полученной в предыдущие годы, по изучению доюрских отложений юго-востока Томской области позволило выделить зоны развития древних платформенных образований и рассматривать комплекс кембрийского и вендского возраста как потенциально нефтегазоперспективный объект.

Рассматривая вопрос о нефтематеринских породах палеозойского возраста, отмечают битуминозные известняки лесной свиты (D_1), вскрытые в юго-восточной части Нюрольской впадины, которые являются аналогом доманиковому типу битуминозных известняков в Волго-Уральской провинции. Также перспективными являются и Барзасские известняки, расположенные в юго-восточной части Томской области.

Несмотря на то, что породы фундамента перекрываются мощным осадочным чехлом, выходы нефти на дневную поверхность на бортах Западно-Сибирской плиты известны давно [2, 3]. В 50-е годы осуществлялось бурение на нефть и газ в Кузнецкой котловине (входит в состав ЗСП), где выявлены нефте- и газопроявления, а также открыты мелкие залежи газа, но фонтаны газа быстро истощались. В районе Барзасса на правом берегу р. Томи палеозойские отложения выходят на дневную поверхность. Положительным моментом для этого комплекса является присутствие мощной 200 метровой толщи известняков светло- и темно-серых, слоистых и массивных, содержащих пачку 60 м мощности битуминозных известняков и горючих сланцев. По данным А.В. Тыжнова, эти породы сплошь пропитаны битумом. Местами отмечаются прослойки “барзасских углей”. В отложениях найдена фауна кораллов, брахиопод, пелеципод и гастропод. Возраст определен по комплексу присутствующей фауны как средний и верхний девон.

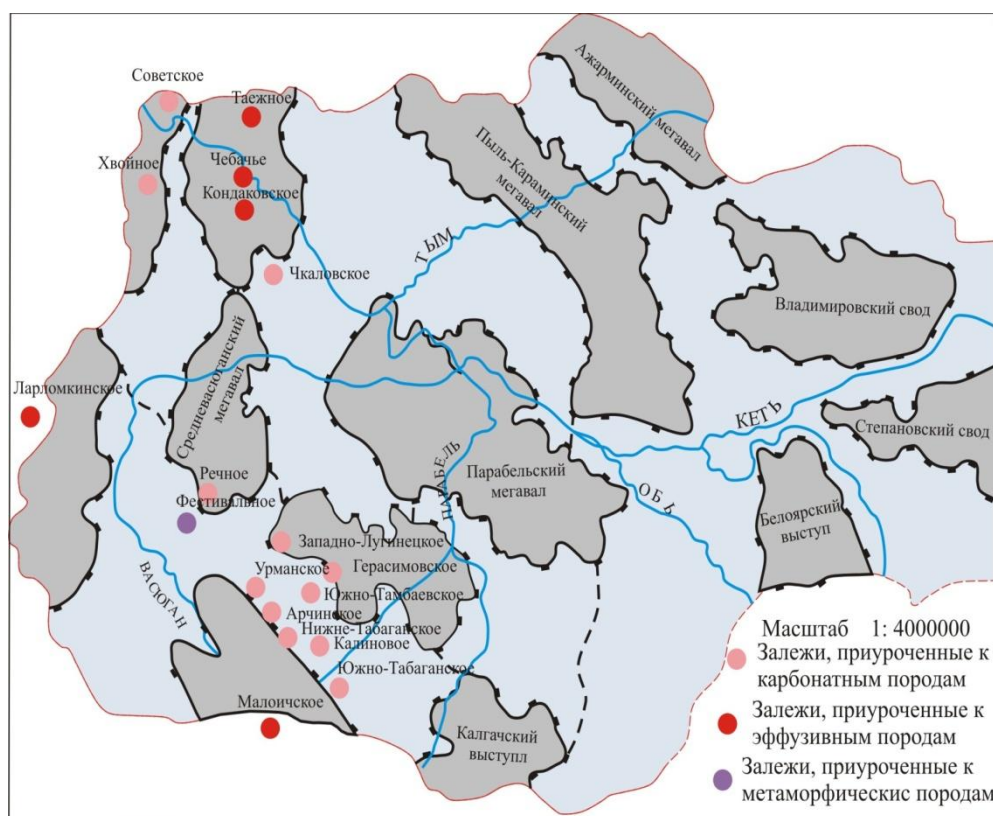


Рис. 1. Распределение залежей нефти в породах палеозойского фундамента Томской области

К северу и югу описываемая толща замещается эффузивно-туфогенной толщей. Большая вероятность, что битуминозные известняки Кузбасса также являются «нефтематеринскими» и для залежей УВ в отложениях доюрского фундамента на месторождениях Нюрольской впадины [4]. Однако в ряде случаев в процессе разработки перспективность палеозойских залежей неоправданно подвергается сомнению. Так, например, при разработке Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения, имеющего одни из многообещающих показателей по запасам, разработчики столкнулись со сложностями. Скважины, работающие на электроцентробежных насосах, имели малые дебиты и быстро обводнились до 97-99 %.

Тем не менее, перспективность таких залежей остается очень высокой. Надо учитывать, что для вмещающих пород характерен сложный порово-кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Также характерно чередование пропластков с преобладанием кавернозной или трещиновой составляющей. Размеры каверн достигают 10 мм. Трещины участками открытые и участками заполнены кальцитом. В то же время закономерности в распределении трещин, как по разрезу, так и по площади не прослеживаются [1].

В заключении хотелось отметить, что результаты анализа гидродинамических исследований и опыта промышленной разработки залежей, приуроченных к доюрскому фундаменту, подтверждают перспективность данного структурного комплекса.

Литература

1. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н. Теоретические основы прогноза зон высокочемких карбонатных коллекторов в разнофациальных отложениях // Осадочные бассейны и нефтегазоносность. – М.: Наука, 1989. – 136 – 146.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири // Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. // Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Издательство СО РАН Филиал «ГЕО», 2001. – 166 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра. 1984. – 143 с.
4. Тыжнов А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса. – М.: Гостехиздат, 1959. – С 19 – 45.

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ И ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОРОД
ДОЮРСКИХ КОМПЛЕКСОВ РОГОЖНИКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ
СИБИРЬ) ДЛЯ ВЫЯСНЕНИЯ ИСТОЧНИКА УГЛЕВОДОРОДОВ**

С.А. Коваленко

Научный руководитель доцент Ю.В. Коржов

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В Западно-Сибирской провинции (ЗСП) выделяется 11 нефтегазоносных областей, в которых по данным [1] на 2010 год было выявлено 859 месторождений углеводородов (УВ), из них 600 нефтяных, 147 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных, 112 газовых и газоконденсатных. Наряду с традиционно нефтегазоносными неокомскими, апт-альб-сеноманскими, средненижнеюрскими нефтеносными комплексами, в пределах ЗСП оказывается оправданным изучение продуктивности вниз по разрезу. Стратегию поисков в доюрском основании обычно выстраивают на основе выявления «зон разуплотнения» и установления «источника» углеводородов. К первому критерию специалисты единодушно относят «зоны массивированной трещиноватости» триасовых отложений, «тектонически ослабленные зоны» отложений палеозоя, «зоны активных тектонических и гидротермальных процессов» и т.п., формирующие вторичные коллекторы.

По концепции «источника» обсуждаются два варианта представлений: 1) флюиды поднимаются по разломам, «корнями» уходящим в мантию, и формируют залежи не только в триасе, но и в юрских и меловых отложениях [2]; 2) основным источником УВ для залежей зон дезинтеграции является органическое вещество (ОВ) потенциально материнских отложений юрских горизонтов, погруженных в главную зону нефтеобразования. Как перспективная зона для выяснения вопроса происхождения УВ в коре выветривания в пределах центральной части ЗСП выделяется Рогожниковский лицензионный участок (ЛУ) Краснотенинского свода с пермо-триасовым комплексом пород в основании. На Рогожниковском ЛУ пробурено около 100 скважин, вскрывших доюрские отложения. Пройдено более 10 км доюрских пород и почти 30 % из них являются коллекторами.

Источником нефти в этом комплексе может быть, как нижнеюрская нефтематеринская тогурская пачка, так и позднепалеозойские осадочные отложения [4]. Настоящее исследование направлено на выяснение концепции «источника» залежей углеводородов в приконтактовых зонах фундамента и чехла в пределах Рогожниковской группы месторождений. Рассмотрен геохимический и литологический состав образцов пород юрского и доюрского комплексов, вскрытых разведочной продуктивной скважиной 765 Северо-Рогожниковского месторождения и непродуктивной 718 скважиной Рогожниковского месторождения. Минеральный состав пород исследовался методом оптической микроскопии поляризационным микроскопом ПОЛАМ Л-213М. Органическая составляющая пород исследована хромато-масс-спектрометрией гексан:хлороформных (80:20 об.) экстрактов. Экстракты выделяли из размолотых образцов пород по схеме холодной двукратной экстракции [3]. Рассмотрено послойное распределение миграционно способных насыщенных УВ нефтяного ряда C_8 - C_{36} . Результаты исследования приведены в таблице.

Юрская зона нефтепроявления в пределах скважины Северо-Рогожниковская 765 охватывает всю толщу юрских отложений. Концентрации ОВ в слоях аргиллитов составляют от 204 до 5353 мг/кг, алевролитов – от 116 до 2746 мг/кг, в песчаниках накапливаются меньшие концентрации – от 55 до 116 мг/кг. В пределах непродуктивной скважины Рогожниковской 718, концентрации углеводородов в породе на 1-2 порядка ниже. Алевролит тюменских отложений СР765-1ал характеризуется широким (нефтяным) распределением н-алканов C_9 - C_{34-36} , с максимумом на C_{24-29} , и пониженным содержанием легких гомологов C_{9-21} . В соседних с ним вышележащих образцах песчаника фиксируются только легкие гомологи C_{9-21} .

Эти легкие мигрирующие УВ можно проследить вверх по юрскому разрезу на расстояние около 100 м до абалакских глин, которые, очевидно, являются для них серьезным барьером. Выше абалакского флюидоупора в верхнеюрской зоне нефтепроявления начинает доминировать ОВ тутлеймской (аналог баженовской) свиты. Для н-алканов тутлеймских аргиллитов характерно типично нефтяное распределение C_9 - C_{34-36} с размытым максимумом на C_{13-23} . Все нижележащие слои на расстояние до 20-25 м, включая верхи абалакской свиты, пропитаны мигрирующими легкими гомологами н-алканов и н-алкилбензолов C_{11-21} , а компоненты тяжелее C_{24} задержаны фильтрацией. Ниже – в триасовые комплексы – углеводороды также проникают. Из нижнеюрских алевролитов в слои коры выветривания нисходяще мигрируют легкие алканы состава C_{11-22} , насыщая не только песчаники, но и плотные слои аргиллита (при приближении к образцу СР765-3ф, показатель $\Sigma nAlk(C_{9-19})/\Sigma nAlk(C_{20-36})$ нарастает). Перемещение прослеживается на расстояние до 250-270 м от тюменских отложений. В триасовых образцах, как из нефтепроизводящей СР765, так и фоновой Р718 скважин, фиксируется резко восстановительная обстановка осадконакопления (Пр/Фт $\approx 0,4-0,5$), благоприятная для накопления ОВ, а следовательно – нефтеобразования. Ряды алканов в коре выветривания (образцы СР765-2ф и СР765-3ф) широкие, близкие к нефтяному распределению, но из-за низких концентраций ОВ в породе не обеспечивается образование залежей. В нижележащих туфопесчаниках (СР765-4ф и СР765-5ф) ряд н-алканов ограничен до C_{23} . Комплекс выполняет роль коллектора нефтяных компонентов, мигрирующих из низов тюменской свиты.

Таким образом, к вероятным нефтематеринским толщам, активно реализующим свой генерационный потенциал, по содержанию и распределению углеводородов отнесены отложения нижнего отдела тюменской свиты и тутлеймские аргиллиты. Наиболее вероятная форма нисходящего перемещения веществ в палеозойские отложения – диффузия в виде свободной парагазовой фазы с опережающим перемещением легких УВ C_{9-22} на расстояние до 250-270 м. Ряд более тяжелых УВ при этом также перемещается вниз, но отселяется на расстояние до 150 м.

Таблица

Характеристика вещества исследованного керна глубоких скважин

Шифр образца, интервал отбора, м	Свита, пласт (стратон)	Литология образца	Сумма ОВ, мг/кг	Содержание в породе, мг/кг		Параметр состава алканов		
				н-алканов C ₉ -C ₄₀	изо-алканы C ₁₅ -C ₂₀	ΣнАлк/ΣизоАлк	ΣнАлкC ₉₋₁₉ /ΣнАлкC ₂₀₋₃₆	П/Ф
Площадь Северо-Рогожниковская, скв. 765								
CP765 бар, 2480,3	tl (J ₃)	Аргиллит до черного, плотный, крепкий, битуминозный, слоистый	04,29	32,730	1,505	21,75	1,20	1,71
CP765 бп, 2480,1	tl (J ₃)	Песчаник	0,29	9,873	1,490	6,63	3,37	1,63
CP765 5ар, 2502,0	ab (J ₃)	Аргил. черн., плотный, тонкослоист., трещиноватый, кавекрозный	353,50	187,566	32,507	5,77	2,13	0,83
CP765 4ал, 2506,1	ab (J ₃)	Алевролит коричневоый, мелкозерн., плотный, крепкий, с запахом нефти	746,47	84,255	23,177	3,64	2,85	0,96
CP765 3ар, 2507,0	ab (J ₃)	Аргиллит коричне., темно-сер., плотн., пиритиз., битуминозный, запах нефти	44,54	129,283	4,380	29,52	0,89	1,48
CP765 ал+п, 2563...2565	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Переслаив. песчаника среднезерн. и темно-серого алевролита мелкозерн. плотного. Выпоты нефти, пиритизация	16,45	8,955	0,981	9,13	1,16	3,85
CP765 1п, 2585,0	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Песчаник светло-серый, среднезернистый, крепкий	5,17	2,657	0,325	8,18	1,51	1,64
CP765 0ал, 2600,0	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Алеврол. темно-сер., мелкозерн., плотн., углистое в-во, битуминозный	28,62	16,998	1,013	16,78	0,62	3,62
CP765 0п, 2605,0	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Песчаник сер., мелкозерн., крепкий, просл. аргиллита черн. косослоистого	8,83	2,908	0,583	4,99	2,13	2,20
CP765 -1п, 2610,3	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Песчаник сер., среднезерн., прослой мелкозерн. алеврол. и аргиллита	3,85	5,958	2,112	2,82	5,45	4,46
CP765 -1ал, 2616,5	tm, ЮК ₃₋₄ (J ₂)	Алевролит темно-сер., плотный, флора, углистое в-во, битуминозный	741,30	254,530	12,183	20,89	0,20	5,63
CP765 -2ф, 2769,0	(Т)	Песчаник с кварц. цементом, зелен.-сер., тонкозерн., плотный, крепкий	8,46	4,614	0,649	7,11	1,12	1,04
CP765 -3ф, 2892,1	(Т)	Аргиллит черного цвета, плотный, очень крепкий	014,90	120,831	16,626	7,27	3,84	1,00
CP765 -4ф, 2900,8	(Т)	Туфопесчаник, от грязно-зелен. до серо-голубого, мелкозерн., плотный	77,09	0,800	0,134	5,97	0,99	0,78
CP765 -5ф, 2903,0	(Т)	Туфопесчаник, от грязно-зеленого до серо-голубого, плотный, массивный	6,14	0,145	0,033	4,39	1,60	0,58
Площадь Рогожниковская, скв. 718								
P718 4ф, 2695,5	(Т)	Серая, плотная порода, имеются небольшие включения кварца.	57,11	0,325	0,030	10,83	1,45	0,50
P718 5ф, 2707,0	(Т)	Серая, плотная порода зеленоватая, небольшие включения кварца.	54,72	0,742	0,079	9,39	0,37	0,41

Литература

1. Брехунцов А.В., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001 – 1012.
2. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) / Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н. и др. // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. – Т. 1. – С. 214 – 218.
3. Иванова Л.И., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Методика лабораторных исследований тяжелых углеводородов при нефтепоисковой геохимии // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов: Матер. междунар. конф. – Казань, 12–16 ноября 2007 г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – С. 356 – 360.
4. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2012. – № 6. – С. 20 – 26.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы», мероприятие 1.2.2.

**ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ НА
ФОРМИРОВАНИЕ В ИЗВЕСТНЯКАХ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА ТРЕЩИННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ТИПА**

А.Е. Ковешников, А.А. Буй, В.И. Речинская

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия темп открытий месторождений нефти и газа в Западной Сибири резко упал, что связано с достаточно высокой степенью изученности данного региона. Единственным перспективным объектом на данной территории пока еще не достаточно полно изученным являются доюрские отложения, представленные вендскими доломитами, известняками, кремнисто-глинистыми и кремнисто-карбонатными породами палеозойского возраста. Общепринятой на формирование месторождений нефти и газа в доюрском комплексе отложений Западно-Сибирской геосинеклизы является точка зрения, согласно которой породы-коллекторы в них сформировались в зоне поверхностного выщелачивания доюрских отложений, именуемом горизонт НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта) палеозойских и мезозойских отложений [3], связанный с длительным континентальным стоянием региона, когда в условиях полупустынного климата выведенные на доюрскую поверхность породы были либо растворены, либо сформировали кору выветривания, в том числе переотложенную.

Как нами показано в [2] наряду с описанным механизмом формирования пород-коллекторов имеет место и до настоящего времени не достаточно оцененный процесс формирования пород-коллекторов, связанный с трещинной тектоникой, сопровождаемой гидротермально-метасоматическим преобразованием преимущественно карбонатных пород такими процессами как выщелачивание, доломитизация, трещинообразование.

При анализе мощностей структурно-фациальных районов, составляющих в совокупности палеозойский фундамент Западно-Сибирской геосинеклизы (рис. 1) можно выделить три участка повышенных мощностей известняков: 1 – (Шаимский, Красноленинский, Тюменский, Косолаповский, Уватский); 2 – (Туйский и Ермаковский); 3 – (Нюрольский, Варьеганский и Новопортовский).

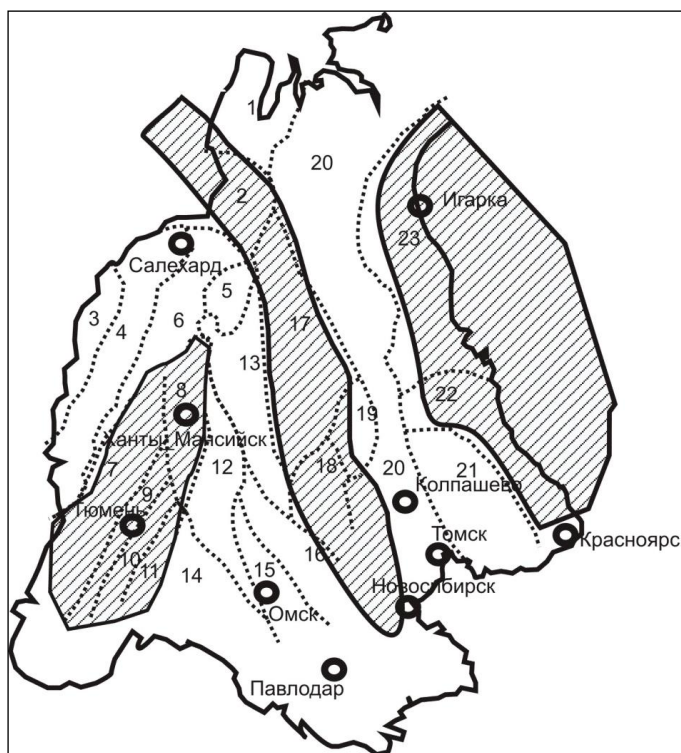


Рис. 1. Развитие известняков на территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Штриховка – мощность известняков более 500 м., (в центральной зоне - до 1000 – 1800 м); остальная территория – малая мощность известняков или их отсутствие.

Структурно-фациальные районы: 1 – Бованенковский, 2 – Новопортовский, 3 – Тагильский, 4 – Березово-Сартыньинский, 5 – Ярудейский, 6 – Шеркалинский, 7 – Шаимский, 8 – Красноленинский, 9 – Тюменский, 10 – Косолаповский, 11 – Уватский, 12 – Сальмский, 13 – Усть-Балыкский, 14 – Ишимский, 15 – Тееризский, 16 – Туйско-Барабинский, 17 – Варьеганский, 18 – Нюрольский, 19 – Никольский, 20 – Колпашевский, 21 – Вездеходный, 22 – Туйский, 23 – Ермаковский

Обращает на себя внимание расположение установленных зон повышенной мощности известняков, которые имеют тектоническую природу. При отложении на дне палеозойского моря все формирующиеся породы залежали близко горизонтально и при проявлении герцинской складчатости были смяты в складки северо-западного и северо-восточного простирания. Какое-то влияние на заложение складок могли наложить огромные блоки эпикарельской (докембрийской) складчатости, показанные на рисунке, соответственно с запада (Русская платформа) и с востока (Восточная Сибирь).

Можно предположить, что при сближении блоков эпибайкальской складчатости палеозойские отложения, накопившиеся на территории Западно-Сибирской геосинеклизы, были смяты в складки северо-западного и северо-восточного простирания [1], близко параллельные границам эпибайкальских блоков. Наиболее погруженные участки палеозойского фундамента на настоящий момент и являются участками максимальной мощности известняков.

При смятии палеозойских пород отдельные глобальные участки, показанные мелкой штриховкой, не испытали погружения, т.е. оставались тектонически стабильными, в то время как остальная территория Западно-Сибирской геосинеклизы испытала то или иное воздымание, и палеозойские отложения на этих участках были уничтожены процессами гипергенеза при длительном континентальном стоянии региона. Здесь мы имеем дело с неполным разрезом палеозойских отложений или почти полным их отсутствием.

Учитывая не густую сеть скважин, вскрывших палеозойские отложения по значительной части Западно-Сибирской геосинеклизы, на значительно эродированных участках мы имеем дело не со всем разрезом палеозойских отложений, как имеет место на выделенных нами перспективных районах, а с фрагментами палеозойского разреза, сохранившимися от эрозии в наиболее погруженных участках этих максимально приподнятых зон палеозойского фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы.

На рис. 2 показан условный разрез палеозойских отложений, где линия соответствует подошве палеозойского комплекса. Налицо структура типа чередующихся синклинорных прогибов и антиклинорных выступов, значительно эродированных в период континентального стояния региона (пермь-триас).

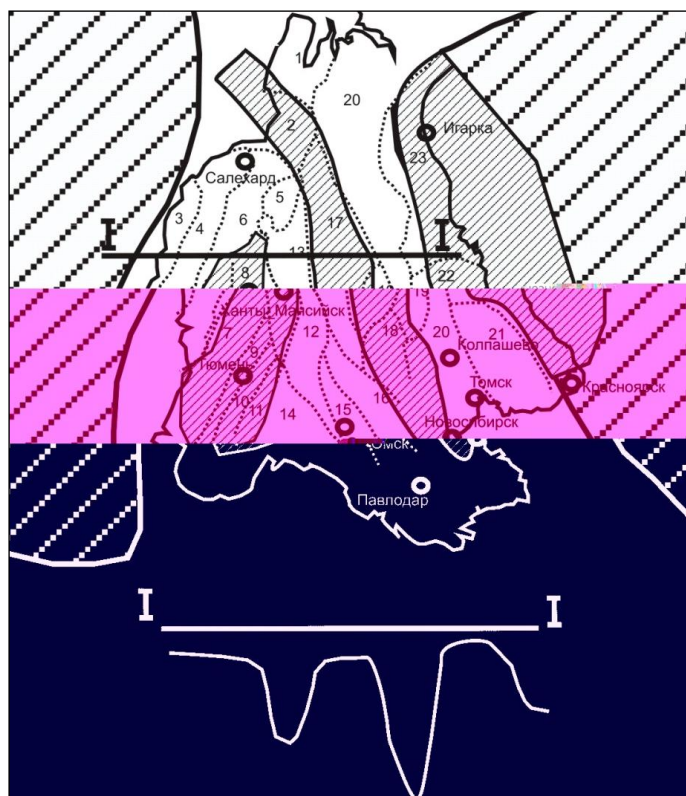


Рис. 2. Участки палеозойского фундамента, испытавшие наименьшую структурную перестройку при осуществлении герцинской складчатости показаны на разрезе
Крупная штриховка – границы Русской платформы и Восточной Сибири.
Штриховка – мощность известняков более 500 м, (в центральной зоне - до 1000 – 1800 м); остальная территория – малая мощность известняков или их отсутствие

Выводы

1. В палеозойских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы сформированы породы-коллекторы в зоне захороненной коры выветривания пермь-триасового возраста, а также в известняках по линейным трещинным зонам проявления гидротермально-метасоматических процессов, таких как выщелачивание,

доломитизация, окварцевание, трещинообразование, и чем больше мощность известняков, тем выше вероятность обнаружения месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях, преобразованных гидротермальными процессами и трещинообразованием.

2. Зоны максимальной мощности в палеозойском разрезе известняков соответствуют синклинорным участкам проявления герцинской складчатости, в то время как антиклинорные участки эродированы в период континентального стояния региона.

4. Выявленные синклинорные участки наименее раздроблены при проявлении герцинской складчатости, и развитые в их пределах тела известняков могут представлять собой участки формирования пород-коллекторов гидротермально-метасоматической трещинной природы, а после проявления в завершающей стадии процессов трещинообразования - месторождений нефти и газа.

Литература

1. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152 – 171.
2. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82 – 86.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.

СТАДИАЛЬНО-ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ

А.Е. Ковешников, А.С. Нестерова, Е.Ю. Сидоров

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы изучены нами на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции, являющейся центральной частью Нюрольского осадочного бассейна [1, 2]. Это (таблица) последовательно формирующиеся свиты и толщи: павловская, ларинская, межовская, армичевская, солонвская, надеждинская, герасимовская, лугинецкая, табганская, составляющие карбонатный или рифогенно-аккумулятивный тип осадконакопления, и параллельно накапливающиеся образования бассейнового комплекса, начиная с майзасской, одновозрастной с межовской свитой карбонатного комплекса и перекрывающие ее образования лесной, мирной, чузикской, чагинской и кехорегской свит.

Вышеležащие отложения утрачивают признаки дифференциации дна бассейна осадконакопления и представлены отложениями среднеасюганской и елизаровской свит. Породы-коллекторы характеризуются карбонатным или кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым составом.

Для установления степени вторичного преобразования пород нами проанализированы мощности вскрытых бурением палеозойских отложений (таблица). Их суммарная мощность по пробуренным скважинам составляет от 3600 до 5000 м. Особенностью формирования палеозойских отложений является тот факт, что они с конца карбона до начала юры претерпели воздымание и значительное разрушение выведенных на дневную поверхность пород. И если при накоплении отложений более глубокие горизонты палеозойского разреза испытывали прогрессивный эпигенез или катагенез, то при воздымании региона и размыве верхней части палеозойского разреза, этот процесс сменился регрессивным эпигенезом.

По О.В. Япаскурту [3], все осадочные породы при перекрытии их вышеležащими отложениями проходят погружение и процесс, именуемый «прогрессивным литогенезом» или катагенезом, за которым следует метагенез или метаморфизм. Если породы начинают воздыматься, процесс сменяется на регрессивный эпигенез, а для метаморфизма это – стадия регрессивного метаморфизма или диафтореза.

По О.В. Япаскурту [3], «Регрессивно-эпигенетические новообразования бывают присущи таким участкам стратисферы, которые испытывали погружение вперемежку с инверсионным воздыманием (например, в пределах Западно-Сибирской эпипалеозойской плиты) либо с латеральными тектоническими смещениями своих отдельных блоков». По [3], про регрессивно-эпигенетические процессы следует говорить «вторичные изменения», а про процессы катагенеза – «преобразования».

Таким образом, все изменения палеозойских пород, как при их погружении, так и при воздымании являются последовательными стадияльно-эпигенетическими преобразованиями, которые нами и будут рассмотрены в настоящей работе.

Чем более глубокий уровень палеозойского разреза мы будем изучать, тем большую степень катагенетических изменений вправе ожидать увидеть. Картина формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях изученной территории представляется в следующем виде.

Таблица

Мощность палеозойских отложений, м отложений рифогенного (Р) и бассейнового (Б) осадочных комплексов

Свиты (толщи)		Мощность, м		
		комплексы		Суммарно
Р	Б	Р	Б	
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)				
Елизаровская (C ₂ b ¹) Средневазюганская (C ₁ s ³ -C ₂ b ₁)		~ 120 ~ 200		320
Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехорегская (C ₁ t-s ¹⁻²)	~ 464	~ 430	430-460
Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита Чагинской (D ₃ f ³ -fm)		~ 180	480-650
	Нижняя подсвита Чагинской (D ₃ f ¹⁻²)	~ 650	~ 300	
Верхняя подсвита Герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита Чузикской (D ₂ žv ²)	615	~ 70	470-1135
Нижняя, средняя подсвиты Герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита Чузикской (D ₂ ef-žv ¹)	~ 520	~ 400	
Надеждинская (D ₁ e ^в) и Солоновская (D ₁ e ^н)	Мирная толща (D ₁ e)	~ 220 ~ 200	~ 400	400-420
Армичевская (D ₁ p)	Лесная (D ₁ l-p)	~ 630	~ 480	480-1030
Кыштовская (D ₁ l ¹)		~ 400		
Межовская (S ₂)	Майзасская (S ₁₋₂ p)	~ 360	~ 410	360-410
Ларинская (S ₁)		> 360		360
Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš)		~ 65		315
Жигаловская толща (e ₂ -e ₃)		> 250		

После формирования отложений палеозойского моря, первоначальное залегание которых имело близкое к горизонтальному положение, и высыхания моря в конце карбона, последовал длительный период континентального стояния региона, во время которого происходило сближение таких крупных тектонических блоков, как Русская платформа и Восточная Сибирь. В результате, до этого близкого горизонтально залегающие палеозойские отложения были смяты в складки северо-западного и в меньшей степени северо-восточного простирания, разбиты на блоки, часть из которых испытала воздымание, а часть – опускание.

Те блоки, которые были приподняты в рельефе, претерпели интенсивное выветривание в зоне проявления процессов гипергенеза. Карбонатные породы растворялись, и слагающий их материал выносился в виде растворов, а породы кремнисто-глинистого и карбонатно-кремнистого состава механически разрушались, формируя плащеобразно залегающую кору выветривания. По выходам магматических пород основного состава формировались бокситы. Вся территория Западно-Сибирской геосинеклизы в этот период представляла собой всхолмленную равнину в условиях полупустынного климата.

В результате, по выходам кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнистых пород сформировались коры выветривания, именуемые в литературе горизонтом НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и юрских отложений). По известнякам такой зоны не сформировано, но отмечается увеличение значений пористости при приближении к доюрской поверхности.

Палеозойские отложения последовательно прошли: диагенез, прогрессивный катагенез, при воздымании – регрессивный катагенез, потом – гипергенез, затем – вторичный катагенез, так как во время формирования юрско-палеогенового моря палеозойские отложения были перекрыты мощной (до 3000 м) толщей терригенно-глинистого состава. Отдельные останцы палеозойского палеорельефа были перекрыты даже в конце юрского периода (запад Западно-Сибирской геосинеклизы, район Предуралья).

В процессе перекрытия палеозойских отложений чехлом мезозойско-кайнозойских пород они постепенно включились в диагенетические и катагенетические преобразования, которые проходили юрско-меловые отложения. Диагенетические процессы преобразования юрских отложений вряд ли сильно повлияли на данные породы, так как они уже были в значительной степени преобразованы в зоне НГГЗК процессами гипергенеза. Подобные изменения, если и осуществлялись, то только в узкой зоне контакта палеозойских пород с дном юрского моря.

Стадиально-эпигенетические преобразования палеозойских пород

Карбонатные породы, лишенные примеси глинистых минералов, вероятно, как при прохождении прогрессивного, так и регрессивного катагенеза не претерпели значительного изменения состава, только могли быть в различной степени перекристаллизованы, и в них по системе трещин могли отложиться те или иные минералы (кальцит, кварц). При попадании пород, претерпевших последовательно прогрессивный и затем регрессивный катагенез, в зону гипергенеза, они были в значительной степени разрушены, и все следы изменений, произошедших с породами в предшествующие этапы их преобразования, были уничтожены процессами поверхностного выщелачивания.

Иное дело глинисто-карбонатные отложения бассейнового комплекса, особенно отложения чагинской свиты, сложенной кремнеаргиллитами, радиоляритами с прослоями и линзами известняков, выпадающими вверх по разрезу. Эти породы при прохождении прогрессивного катагенеза претерпевали процессы преобразования

глинистых минералов в сторону формирования хлоритов и перераспределения кремнезема, слагавшего ранее остатки раковин радиолярий. При регрессивном катагенезе, сопровождавшемся уменьшением давления и температуры, могло происходить, как преобразование глинистых минералов, так и выщелачивание кремнезема с формированием на месте ранее существовавших существенно кремнистых по составу прослоев – зон развития микропористого кремнисто-глинистого агрегата.

При дальнейшем воздымании территории, абразии вышележащих отложений и выходе описываемых нами образований на доюрскую поверхность, последние претерпели воздействие процессов поверхностного выщелачивания, выразившегося в выносе имевшегося в породе остаточного биогенного кремнезема и биогенного кальцита. При этом сформированный ранее кремнисто-глинистый каркас породы сохранялся от разрушения.

При последующем погружении дна юрского моря при перекрытии палеозойских останцов отложениями юрско-палеогенового моря, палеозойские породы, прошедшие описанные выше преобразования, подвергались, наряду с мезозойскими отложениями, процессам каолинизации и сидеритизации, что несколько ухудшило облик сформированного пустотного пространства пород.

Карбонатные породы при прохождении стадии вторично-катагенетических преобразования были преобразованы процессами гидротермально-метасоматической доломитизации и гидротермального выщелачивания с формированием пород-коллекторов трещинно-метасоматического гидротермального происхождения. Эти преобразования ведут, в конечном итоге, к формированию месторождений нефти и газа в палеозойских образованиях, связанных пространственно с тектоническими нарушениями, по которым поступали те или иные растворы, ведущие к формированию пород-коллекторов. Подробное рассмотрение этих процессов требует отдельного рассмотрения.

Выводы

1. Палеозойские отложения прошли последовательно следующие стадийно-эпигенетические преобразования: прогрессивный эпигенез или катагенез, регрессивный эпигенез, гипергенез с формированием кор выветривания по кремнисто-глинистым породам, вторичный прогрессивный эпигенез или вторичный катагенез.

2. Диагенез, прогрессивный эпигенез и регрессивный эпигенез на формирование пород-коллекторов существенного влияния не оказали.

3. Гипергенез привел к формированию пород-коллекторов в кремнисто-глинистых породах, приближенных к доюрской поверхности. В известняках породы-коллекторы сформировались в стадию вторично-катагенетического преобразования пород при проявлении таких вторичных процессов, как выщелачивание и доломитизация.

Литература

1. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152 – 171.
2. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.
3. Япаскерт О.В. Литология: Учебник для студентов высших учебных заведений – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – С. 336.

МОЩНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ КАК ОСНОВНОЙ КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ТРЕЩИННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ТИПА

А.Е. Ковешников, В.И. Речинская, А.А. Буй

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеозойские образования Западно-Сибирской геосинеклизы все последние десятилетия являются наиболее перспективным объектом в плане прироста запасов нефти и газа на территории Западной Сибири. Вместе с тем, до настоящего времени не вполне ясен механизм формирования пород-коллекторов в доюрских отложениях (включая вендские и палеозойские отложения). В настоящее время господствует точка зрения, согласно которой породы-коллекторы в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы сформировались в период континентального стояния региона, когда по подвергающимся гипергенезу или поверхностному выветриванию участкам в палеозойских образованиях сформировались коры выветривания.

Такие зоны, приуроченные к доюрской поверхности и имеющие широкое распространение по площади, именуется горизонтом НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта доюрских и мезозойских отложений) [2]. Как нами показано в [1], коры выветривания являются важным фактором формирования пород-коллекторов в доюрских отложениях, но не единственным.

Если горизонт НГГЗК контролирует месторождения нефти и газа, связанные с зонами гипергенеза по кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым образованиям, то для известняков, лишенных терригенной

примеси они менее результативны. Здесь большее значение приобретают трещинные зоны гидротермально-метасоматической проработки, по которым формируются либо доломиты замещения, либо зоны выщелачивания.

Если рассматривать известняки, лишенные терригенной примеси, как объект, перспективный для формирования пород-коллекторов трещинной гидротермально-метасоматической природы, то определяющим здесь будет не зона гипергенного преобразования пород, а трещинные зоны, которые, даже пройдя по участкам коры выветривания, являются системообразующим элементом, который соединяет воедино все пустотное пространство пород. Следовательно, чем больше мощность установленных бурением известняков, лишенных терригенной примеси, тем выше вероятность проявления по телам этих известняков трещинной тектоники с последующим преобразованием известняков в породы-коллекторы.

На примере известняков, вскрытых скважиной Арчинской 40 (Нюрольский СФР) видно, что трещинные зоны с повышенными значениями проницаемости в разрезе скважины перемежаются с зонами отсутствия высоких значений проницаемости на фоне низких значений пористости по всему разрезу.

Зоны, по которым установлено развитие пород-коллекторов, представлены известняками, в той или иной степени преобразованными вторичными процессами, такими как окварцевание, трещинообразование, выщелачивание и доломитизация, которая даже ведёт к формированию доломитов замещения.

Горизонт НГГЗК представлен породами с повышенными значениями проницаемости, пористость которых очень низкая. Можно считать установленным, что по известнякам, вскрытым данной скважиной, породы-коллекторы сформированы в узких трещинных зонах проявления вторичных процессов гидротермальной трещинной природы.

Если признать установленным, что в известняках формирование пород-коллекторов происходило не только в горизонте НГГЗК, но и по трещинным зонам, то, при равной проявленности трещин, чем больше мощность известняков палеозойского возраста, тем более вероятно обнаружение в них при бурении соответствующих трещинных зон. Логично предположить, что, чем больше мощность известняков, которые могут быть преобразованы вторичными процессами, тем большая вероятность обнаружения месторождений нефти и газа, приуроченных к данным свитам и толщам.

Проведенный нами анализ мощности палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы позволил сделать некоторые обобщения. Итак, применительно к доюрским (вендским и палеозойским) отложениям, территория Западно-Сибирской геосинеклизы разделена на 23 структурно-фациальных района (СФР), каждый из которых характеризуется как близким типом разреза, с единым комплексом отложений того или иного возраста, так близкими по химизму вторичными преобразованиями палеозойских пород.

При анализе мощностей как в целом палеозойского разреза, так и известняков, развитых в пределах того или иного структурно-фациального района установлено развитие трех участков, на которых мощность известняков в палеозойском разрезе составляет более 500 м и даже более 1000 м.

Таблица 1

Коллекторские свойства известняков амфипоровых среднедевонского возраста по скважине Арчинская 40

Интервал, м	Литологический состав пород	Проницаемость, $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Пористость открытая $K_{п}$, %	Тип коллектора*
3031,5-3039,5	Известняк амфипоровый	32,7	0,4	–
3039,5-3042,7	Известняк амфипоровый	0,0	0,3	–
3042,7-3045,7	Известняк амфипоровый доломитизированный	11,5	2,4	VIB(T)
3048,0-3050,0	Известняк амфипоровый доломитизированный	24,8	0,9	VIB(T)
3053,1-3056,5	Известняк амфипоровый окварцованный	17,8	0,9	VIB(T)
3059,3-3061,6	Известняк амфипоровый	0,35	1,1	–
3065,6-3069,6	Известняк амфипоровый	10,6	0,4	–
3069,6-3073,6	Известняк амфипоровый пористый трещиноватый	22,5	1,7	VIB(T)
3073,6-3077,6	Известняк амфипоровый	20,1	0,4	–
3077,6-3081,6	Доломит замещения	14,7	1,4	VIB(T)
3081,6-3085,9	Известняк амфипоровый доломитизированный	6,9	1,9	VIB(M,T)
3085,9-3090,0	Известняк амфипоровый доломитизированный	13,2	0,4	–
3104,4-3107,0	Известняк амфипоровый	16,0	0,2	–

*Тип коллектора, по К.И. Багринцевой с добавлениями А.Е. Ковешникова, 1990 г.

Первый из них соответствует (в скобках возраст известняков в разрезе) Шаимскому (D₂-C₂b), 500 м; Красноленинскому (D₂-C₁s), 600 м; Тюменскому (D₃fm-C₁s), 500-700 м; Косолаповскому (D₃fm-C₁s), 1100-1200 м и Уватскому (D₃fm-C₁), 700 м структурно-фациальным районам. Второй, включающий докембрийские доломиты, соответствует Тайскому (PR-ε₃), 1600 м и Ермаковскому (ε-s₁), 850 м структурно-фациальным районам (в настоящей работе подробно не рассматриваются). Третьему соответствует полоса северо-западного простирания, в которую включены Нюрольский (O₂-C₁s), 1100-3400 м; Варьеганский (O₂-C₁s), 1000 м, Новопортовский (O₂-C₁v), 1700-1880 м структурно-фациальные районы (рис.).

Из приведенного рисунка видно, что все три структурно-фациальных района характеризуются мощными разрезами известняков, расцвет которых соответствует девонскому периоду. На территории названных СФР открыто и наибольшее количество месторождений нефти и газа на территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Выводы

1. Породы-коллекторы и месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях на территории Западно-Сибирской геосинеклизы формируются не только в период континентального стояния региона преимущественно по кремнисто-глинистым образованиям, но и по известнякам, в которых пустотное пространство пород образовано в результате проявления вторичных процессов, таких как трещинообразование, выщелачивание, доломитизация с формированием пород-коллекторов и месторождений нефти и газа в известняках, гидротермально-метасоматической трещинной природы.

2. В связи с приуроченностью пород-коллекторов и месторождений нефти и газа к трещинным зонам в известняках, палеозойские разрезы Западно-Сибирской геосинеклизы, в которых будут преобладать известняки, лишённые терригенной примеси и преобразованные гидротермальными процессами, будут являться территориями, в пределах которых, при применении соответствующих геофизических методов можно ожидать в обозримом будущем открытия новых месторождений нефти и газа.

3. Таких территорий, где мощность известняков палеозойского возраста составляет более 500 м, выделено три: 1 – Шаимский, Красноленинский, Тюменский, Косолаповский и Уватский СФР; 2 – Тайский и Ермаковский, и, наиболее перспективный участок, включающий: 3 – Нюрольский, Варьеганский и Новопортовский СФР, характеризующийся мощностью известняков в разрезе более 1000 м и даже до 1880 м.

Литература

1. Ковешников А.Е. Породы-коллекторы доюрских карбонатно-кремнисто-глинистых отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 138 – 143.
2. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.

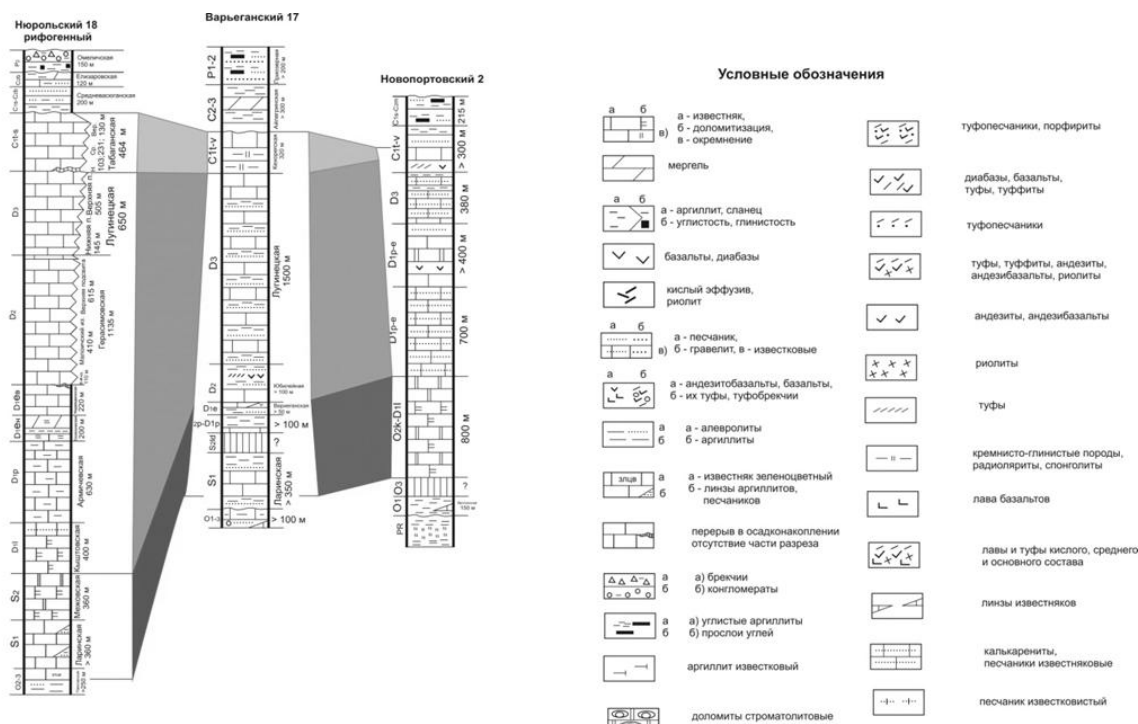


Рис. Геологический профиль по линии: Нюрольский, Варьеганский, Новопортовский СФР с указанием мощности известняков в трех интервалах (снизу вверх): ордовик-силур, девон, нижний карбон

**МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА В
ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ
НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

А.Е. Ковешников, Е.Ю. Сидоров, А.С. Нестерова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В палеозойских отложениях Западной Сибири в последние годы нами установлены и описаны ловушки нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса [1]. Для изучения был выбран Нюрольский осадочный бассейн, наиболее изученная часть которого именуется Чузикско-Чижапской зоной нефтегазонакопления [2, 3]. В настоящее время на формирование в данных отложениях пород-коллекторов господствует точка зрения, согласно которой породы-коллекторы сформировались в период континентального стояния региона, когда по выведенным на доюрскую поверхность и подвергающимся гипергенезу или поверхностному выветриванию зонам в палеозойских образованиях сформировались коры выветривания. Такие зоны, приуроченные к доюрской поверхности и имеющие широкое распространение по площади, именуется зоной НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта до юрских и мезозойских отложений) [3].

Палеозойские отложения прошли последовательно следующие стадии преобразования: прогрессивный эпигенез или катагенез (погружение дна бассейна при накоплении палеозойских отложений и прогрев породы в зоне катагенеза), регрессивный катагенез, проявившийся после герцинского складкообразования и разрушения части палеозойских отложений в период континентального стояния региона, когда породы, уже частично преобразованные в этап прогрессивного катагенеза, вновь были выведены в более высокие горизонты земной коры, что наложило отпечаток на вторичные изменения, преобразовавшие кремнисто-глинистые отложения чагинской свиты верхнего девона (перераспределение кремнезема, изменение части хлоритов). Затем палеозойские породы длительное время подвергались воздействию процессов поверхностного выщелачивания в зоне проявления процессов гипергенеза с формированием по кремнисто-глинистым образованиям свиты кор выветривания, в том числе переотложенным.

Окончательно пустотный потенциал пород сформировался в процессе накопления осадков юрско-палеогенового моря, при котором мезозойские отложения прошли стадию прогрессивного катагенеза, в то время как палеозойские отложения, уже в известной степени преобразованные вторичными процессами, прошли стадию прогрессивного катагенеза вторично. При этом проявились гидротермально-метасоматические процессы трещинной природы, такие как доломитизация и выщелачивания, сопровождаемые минерализацией той или иной специализации. Наиболее показательными в плане рассмотрения влияния той или иной стадии описанных выше преобразований являются карбонатные породы, лишенные примеси глинистых минералов при их формировании, и кремнисто-глинистые породы, значительно измененные на всех стадиях их преобразования.

Таблица 1

Коллекторские свойства и изменение доломитов силурийского возраста по Северо-Останинской площади

Интервал, м	Процессы изменения	Кп, %	Кпр мкм ² *10 ⁻³	Рк	Тип коллектора
Скважина 5					
2795,3-2801,3	пористый	4,0	14,0	5,64	BVI (M, T)
2801,3-2804,3	пористый	2,0	5,0	1,4	BVI (T)
2804,3-2807,3	пористый	0,5	45,5	0,83	нет
2807,3-2810,3	пористый	1,5	0,01	минус	нет
2810,3-2813,3	пористый	0,8	22,6	1,08	BVI (T)
2813,3-2816,3	пористый	2,0	46,0	3,32	BVI (T)
2816,3-2820,3	пористый	нет	67,2	0,0183	нет
2820,3-2824,3	пористый	1,5	15,7	1,8	BVI (T)
2824,3-2828,0	пористый	нет	7,2	нет	нет
2832,3-2836,9	пористый	2,5	16,9	3,075	BVI (T)
Скважина 7					
2794,1-2801,3	кавернозный	2,2	46,8	3,674	BVI (T)
2809,0-2814,0	пористый	1,0	35,8	1,55	BVI (T)
2822,4-2825,8	пористый	1,55	110,0	3,162	BVI (T)
2825,8-2830,5	пористый	2,4	64,8	4,344	BVI (T)
2830,5-2834,5		1,4	76,4	2,632	BVI (T)
2834,5-2839,5		1,7	18,2	2,142	BVI (T)
2839,5-2844,0		1,8	22,0	2,412	BVI (T)

Таблица 2

Коллекторские свойства и изменения силицитов и кремнеаргиллитов чагинской свиты
(скважина Северо-Калиновая 21)

Интервал, м	Процессы изменения	Пористость, Кп, %	Проницаемость, $K_{пр} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$		Тип коллектора	
			трещинная	матричная	трещинный	матричный
2917,1-2924,1	выветрелые	18,4	-	5,0	-	BVI (M,T)
2924,1-2929,1	выветрелые	15,2	-	-	-	-
2936,8-2942,9	выветрелые	12,7	-	67,4	-	BIV
2942,9-2946,9	выветрелые	4,15	23,2	1,3	BVI (T)	-
2946,9-2951,9	выветрелые	14,7	2,6	-	BVI (M,T)	-
2951,9-2956,9	выветрелые	0,1	22,5	0,3	-	-
2956,9-2960,5	выветрелые	20,0	4,3	-	BVI (M,T)	-
2960,5-2962,5	пористые	21,3	15,2	-	BV	BIV
2965,0-2968,0	пористые	15,5	52,9	68,1	BIV	BVI (T)
2968,0-2970,0	пористые	15,1	22,3	1,65	BV	-
2972,8-2974,7	пористые	10,2	-	-	-	-
2974,7-2977,4	пористые	12,6	-	-	-	-
2977,4-2979,1	пористые	13,2	-	-	-	-
2979,1-2981,1	пористые	7,8	-	-	-	-
2983,4-2985,2	нет	18,0	-	-	-	-

Рассмотрим данные по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) карбонатных пород, лишенных примеси глинистых минералов на примере Северо-Останинской площади, где установлено развитие доломитов замещения, развитых по отложениям силурийского возраста (табл. 1) и на примере кремнисто-глинистых отложений верхнедевонского возраста на примере верхней части разреза Северо-Калиновой скважины 21 (табл. 2).

Приведены данные по пористости, определенные по методу И.А. Преображенского, и данные по трещинной или матричной проницаемости пород. Данные по проницаемости, определенные в лабораторных условиях по образцам цилиндрической формы, имеются только по кремнисто-глинистым образованиям чагинской свиты и отсутствуют по доломитам замещения силурийского возраста ввиду их хрупкости и невозможности изготовления соответствующих цилиндров из породы для проведения анализа.

Для оценки в одном параметре одновременно данных и по проницаемости и по пористости применен комплексный параметр R_k , являющийся произведением логарифма значения проницаемости и значения пористости. Зоны развития пород-коллекторов выделены по классификации К.И. Багринцева с добавлениями [1], касающимися применения при изучении параметров ФЕС комплексного параметра R_k .

Анализ значений фильтрационно-емкостных свойств пород

При рассмотрении изменений значений пористости для доломитов замещения (табл. 1) можно видеть невысокие значения в них пористости, даже при приближении к доюрской поверхности, в то время как в кремнисто-глинистых породах отмечается значительное повышение значений пористости, что указывает на влияние зоны гипергенеза на формирование пористости в кремнисто-глинистых породах и отсутствие этого влияния в породах карбонатных.

Значения по проницаемости имеются: трещинные, как для карбонатных, так и для кремнисто-глинистых пород, и матричной проницаемости только для кремнисто-глинистых пород. Для доломитов замещения повышенные значения проницаемости установлены только в трещинных зонах, не имеющих связи с доюрской поверхностью. Для кремнисто-глинистых пород установлено развитие зон формирования пород-коллекторов как матричной, так и трещинной природы. Можно видеть, что зоны пород-коллекторов матричной природы не соответствуют зонам трещинной природы коллектора, имеются зоны с достаточно высокими значениями пористости, но в которых породы-коллекторы и матричной и трещинной природы отсутствуют.

Выводы

1. Для палеозойских отложений Чузиско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции установлено два типа пород, характеризующихся разными схемами формирования пустотного потенциала пород-коллекторов. Это 1) карбонатные породы с трещинным типом пород-коллекторов и 2) кремнисто-глинистые породы с формированием пород-коллекторов в зоне гипергенеза при проявлении поверхностного выщелачивания, с наложением на эти тела зоны НГТЗК, имеющие площадное распространение и трещинные зоны проявления гидротермальных процессов выщелачивания.

2. Породы-коллекторы, сформированные по известнякам, лишенным примеси глинистых минералов будут проявляться в виде трещинных зон, имеющих явную приуроченность к разломам, а, значит, вне видимой

связи с горизонтом НГГЗК, а в кремнисто-глинистых образованиях породы-коллекторы будут представлять собой плащеобразные образования кор выветривания, внутри которых будут проявляться трещинные зоны с улучшенными значениями ФЕС, которые и объединяют породы-коллекторы горизонта НГГЗК на конкретном месторождении в единую гидродинамически связанную систему.

Литература

1. Ковешников А.Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 152 – 155.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152 – 171.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) // Геология и геофизика, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.

НАЛОЖЕННО-ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

А.Е. Ковешников, Е.Ю. Сидоров, А.С. Нестерова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Палеозойские отложения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы изучены нами на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции, являющейся центральной частью Нюрольского осадочного бассейна [1, 2]. Палеозойский разрез включает рифогенно-аккумулятивные участки, сложенные последовательно накапливающимися отложениями свит и толщ: павловской, ларинской, межовской, армичевской, солоновской, надеждынской, герасимовской, лугинецкой, табаганской. Параллельно с названными происходило формирование образований бассейнового комплекса: начиная с майзасской, одновозрастной с межовской свитой карбонатного комплекса и перекрывающих ее отложений лесной, мирной, чузикской, чагинской и кехорегской свит. Выше лежащие отложения утрачивают признаки дифференциации дна бассейна и представлены отложениями средневажганской и елизаровской свит. Породы-коллекторы и сформированные в них месторождения нефти и газа на изученной нами территории характеризуются карбонатным, кремнисто-карбонатным и кремнисто-глинистым составом.

Установленный бурением разрез палеозойских отложений имеет мощность от 3600 до 5000 м. Породы, при перекрытии их последующими отложениями, претерпели процессы прогрессивного катагенеза. В результате определенные изменения вещественного состава произошли в кремнисто-глинистых отложениях чузикской и чагинской свит, особенно в таких породах, как кремнеаргиллиты и радиоляриты.

С конца карбона и до начала формирования юрско-палеогенового моря палеозойские отложения при проявлении глобальных тектонических процессов герцинской

Таблица

Доюрские отложения Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции: рифогенный (Р) и бассейновый (Б) комплексы

Свиты (толщи)	
Р	Б
Горизонт НГГЗК: коры выветривания, Калиновая свита, бокситы (Р-Т)	
Елизаровская (C ₂ b ¹) Средневажганская (C ₁ s ³ -C ₂ b ₁)	
Табаганская (C ₁ t-s ₁)	Кехорегская (C ₁ t-s ¹⁻²)
Лугинецкая (D ₃)	Верхняя подсвита чагинской (D ₃ f ³ -fm)
	Нижняя подсвита чагинской (D ₃ f ¹⁻²)
Верхняя подсвита герасимовской (D ₂ žv ²)	Верхняя подсвита чузикской (D ₂ žv ²)
Нижняя, средняя подсвиты герасимовской (D ₂ ef-žv ¹)	Нижняя подсвита чузикской (D ₂ ef-žv ¹)
Надеждынская (D ₁ e ^a) и Солоновская (D ₁ e ^h)	Мирная толща (D ₁ e)
Армичевская (D ₁ p)	Лесная (D ₁ l-p)
Кыштовская (D ₁ l)	
Межовская (S ₂)	Майзасская (S ₁₋₂ p)
Ларинская (S ₁)	
Павловская толща (O ₂ k-O ₃ aš)	
Жигаловская толща (e ₂ -e ₃)	

складчатости были смяты и сформировали складки северо-восточного и северо-западного простирания.

Значительная часть отложений, сформированных до начала среднего карбона и ранее, при формировании занимавшие положение, близкое к горизонтальному, при начавшемся складкообразовании были либо приподняты и разрушены, либо приподняты и сформировали доюрский рельеф, либо не изменили своего положения. Только породы, претерпевшие воздымание, прошли преобразования процессами регрессивного катагенеза, проявляющегося при подъеме на более высокие горизонты ранее глубоко погруженных пород.

Затем все палеозойские отложения, приближенные к доюрской поверхности, претерпели в той или иной степени интенсивности преобразования процессами гипергенеза или поверхностного выщелачивания с формированием по известнякам узких зон повышения пористости, а по кремнисто-глинистым породам – мощных зон поверхностного выщелачивания, которые наложены на зоны проявления проявившихся последовательно процессов прогрессивного и регрессивного катагенеза (изменение глинистых минералов, перераспределение кремнезема) с формированием кор выветривания, в том числе и переотложенных.

В дальнейшем все палеозойские отложения, в той или иной степени преобразованные описанными выше процессами, были перекрыты отложениями юрско-палеогенового моря и были затронуты процессами преобразования, изменяющими мезозойские породы.

Если для юрских пород, испытывающих погружение под весом перекрывающих их пород, это были процессы прогрессивного катагенеза, то для палеозойских пород – вторичными прогрессивно-катагенетическими преобразованиями. Данные преобразования являются трещинно-метасоматическими, гидротермальными по своей природе. Они вызывают повышенный интерес исследователей, так как с их проявлением связано формирование в палеозойских отложениях, как пород-коллекторов, так и формирование по этим вторично-измененным породам месторождений нефти и газа.

Наиболее значимыми процессами для формирования месторождений нефти и газа в палеозойских отложениях являются следующие: вторично-катагенетическая доломитизация, вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождавшееся процессами каолинизации с сидеритизацией и вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождающееся развитием инкрустационного доломита [3, 4].

Вторично-катагенетическая доломитизация

Развитие процесса гидротермальной доломитизации, ведущего к формированию пород-коллекторов, установлено в отложениях силурийско-девонского комплекса в свитах и толщах: ларинской, межовской, кыштовской и – после небольшого перерыва – герасимовской, лугинецкой и табаганской.

Породы свит ларинской, межовской и кыштовской отличаются отсутствием значимых примесей глинистых минералов с развитием диагенетической доломитизации по цементной массе породы. Проявление процесса вторично-катагенетической (гидротермальной) доломитизации ограничивается преобразованием скелетных остатков, имеющих кальцитовый состав.

Образование герасимовской свиты в диагенезе доломитизированы как по массе цемента, так и по скелетным остаткам. По ним гидротермальная доломитизация может проявиться равномерно по всей массе породы. Перспективными для проявления процесса гидротермальной доломитизации являются известняки лугинецкой свиты, где диагенетическая доломитизация не проявилась, и воздействию гидротермальной доломитизации подвергалась вся масса породы.

Отложения табаганской свиты диагенетически окремнены, и процессы доломитизации на формирование в них пород-коллекторов значительного влияния не оказали.

Вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождающееся процессами каолинизации и сидеритизации

Развитие этого процесса наиболее характерно для образований чагинской свиты верхнего девона, в диагенетически окремненных известняках нижнего карбона табаганской свиты и параллельно с ней накапливающихся отложений кехорегской свиты. В кремнеаргиллитах чагинской свиты и соответственно в диагенетически окремненных известняках кехорегской свиты происходил вынос биогенного кварца, слагающего раковины радиолярий и спикулы губок.

Из диагенетически окремненных известняков табаганской свиты происходил вынос остаточного кальцита, не полностью замещенного в стадию диагенеза в результате интенсивно проявившегося диагенетического окварцевания. Процесс вторично-катагенетического выщелачивания по всем толщам, где установлено его проявление, сопровождается развитием по трещинам новообразованного каолинита и сидерита.

Вторично-катагенетическое выщелачивание с развитием инкрустационного доломита

Наиболее лучшие коллекторские свойства пород сформировались в результате проявления процесса выщелачивания, сопровождавшегося выносом из породы, имеющегося в ней карбонатного материала. Данный процесс проявился после описанных выше гидротермальной доломитизации и гидротермального выщелачивания, сопровождающегося в кремнисто-карбонатных и кремнисто-глинистых породах развитием по трещинам вторичного каолинита и сидерита.

Установлен вынос биогенного карбонатного и кремнистого материала: доломита из диагенетически и гидротермально доломитизированных известняков герасимовской свиты и из гидротермально доломитизированных известняков лугинецкой свиты, биогенного кварца и остаточного кальцита из известняков окварцованных табаганской свиты.

Выводы

1. Палеозойские отложения Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции претерпели следующие последовательно проявившиеся процессы преобразования: диагенез, прогрессивный эпигенез или катагенез, регрессивный эпигенез, гипергенез, наложенно-эпигенетические или вторично-катагенетические преобразования

гидротермально-метасоматического трещинного генезиса, с которыми связано формирование пород-коллекторов в карбонатных и кремнисто-карбонатных отложениях пород-коллекторов и в последующем – месторождений нефти и газа.

2. Палеозойские отложения преобразованы такими наложенно-эпигенетическими процессами, как: вторично-катагенетическая доломитизация; вторично-катагенетическое выщелачивание, сопровождающееся процессами каолинизации и сидеритизации; вторично-катагенетическое выщелачивание с развитием инкрустационного доломита.

Литература

1. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др. // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152 – 171.
2. Ковешников А.Е., Недолилко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77 – 81.
3. Ковешников А.Е., Недолилко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82 – 86.

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ И ИНДЕКСА СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ РТУТНОЙ ПОРОМЕТРИИ

В.А. Колесов, А.С. Крикотин

Научный руководитель профессор В.М. Киселев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область занимает территорию площадью 250 тыс. км² и входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы, основная нефтегазоносность которой связана с отложениями нижнего кембрия, венда и рифея. Ни в одном другом крупном регионе мира основная нефтегазоносность не связана со столь древними отложениями [1]. В данной работе представлены результаты изучения подселевого терригенного горизонта венда Непско-Ботуобинской антеклизы.

Понимание смачиваемости пласта играет важную роль в оптимизации извлечения нефти. Характер смачиваемости (смачиваемость нефтью или водой) влияет на многие аспекты поведения пласта, особенно при заводнении и применении методов повышения нефтеотдачи. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта приводит к его необратимым повреждениям и осложнению разработки [2].

Водонасыщенность, наряду со смачиваемостью, позволяет разделять коллекторы на гидрофобные и гидрофильные. Определить ее можно как прямыми методами (непосредственное измерение количества воды в образцах с естественной насыщенностью флюидами), так и косвенно – центрифугирование, капилляриметрия, капиллярная вытяжка и др. Косвенный метод часто нарушает естественные смачивающие свойства минералов, и результаты определения остаточной водонасыщенности искажаются [3].

В работе [4] предложен метод расчета индекса смачиваемости M и коэффициента остаточного водонасыщения K_{BO} с использованием функции плотности распределения пор по размерам $F(r)$. Функция $F(r)$ в [4] получена в результате исследований ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) на керне в предположении, что инкрементный спектр 100 % водонасыщенного образца эквивалентен $F(r)$. Формулы для расчета индекса смачиваемости и коэффициента остаточного водонасыщения, согласно [4], имеют вид:

$$K_{BO} = \int_0^{\infty} F(r)H(r)dr, \quad (1)$$

$$M = \frac{\int_0^{\infty} F(r)W(r)dr + 1}{2}, \quad (2)$$

где в дополнение к введенным уже обозначениям: $H(r)$ – функция распределения пор, занятых водой; $W(r)$ – функция распределения пор, смачиваемых водой.

В работе для определения функции $F(r)$ использованы данные ртутной порометрии, выполненной на 120 образцах керна из продуктивного горизонта. Анализ данных ртутной порометрии показал, что для образцов с близкими значениями коэффициентов пористости ($K_{П}$) и проницаемости ($K_{ПР}$) распределения пор по радиусам поровых каналов имеют если не одинаковый, то подобный вид. Пример таких распределений для трех образцов с близкими значениями $K_{П}$ и $K_{ПР}$ представлен на рисунке 1.

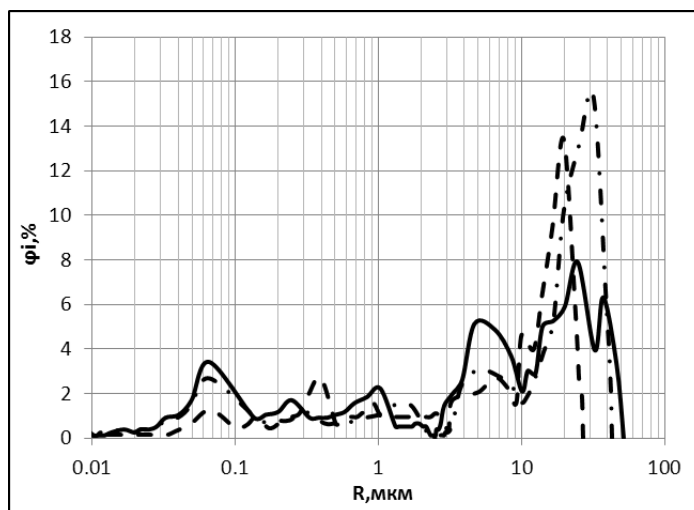


Рис. 1. Распределение пор по размерам по данным ртутной порометрии для образцов с близкими значениями коэффициентов пористости и проницаемости

На основании этого все 120 образцов были разделены на 12 групп (кластеров) с определенными интервалами изменений $K_{П}$ и $K_{ПР}$, а именно 5 интервалов по $K_{П}$ (%): 0–2,5; 2,5–6; 6–13,5; 13,5–20; 20–30; и 4 интервала по $K_{ПР}$ (мД) – 0–2,5; 2,5–158; 158–3000; 3000–10000. Из 20-ти возможных кластеров 8 оказались пустыми. Для каждого из определенных кластеров были вычислены средние функции распределения пор по размерам, которые и были использованы при вычислении индекса смачиваемости M и коэффициента остаточного водонасыщения $K_{ВО}$ по формулам (1) и (2) методом численного интегрирования.

В отличие от экспериментально определяемой функции $F(r)$, функции $H(r)$ и $W(r)$ имеют модельный характер и напоминают собой частотную характеристику фильтра Баттерворта высокого порядка (с высокой крутизной). Как можно видеть из уравнений (1) и (2), $H(r)$ и $W(r)$ выполняют роль весовых функций в преобразованиях функции плотности распределения пор по размерам $F(r)$ в индекс смачиваемости M и коэффициент остаточного водонасыщения $K_{ВО}$.

Параметры, определяющие вид функций $H(r)$ и $W(r)$, а именно их граничную отсечку и крутизну, как и в работе [4], подбирались эмпирически.

На рис. 2 представлено сравнение расчетов с экспериментальными данными по определению индекса смачиваемости на керне методом Амотта–Гульбовича (третья колонка) и коэффициента остаточного водонасыщения по данным ГИС (четвертая колонка).

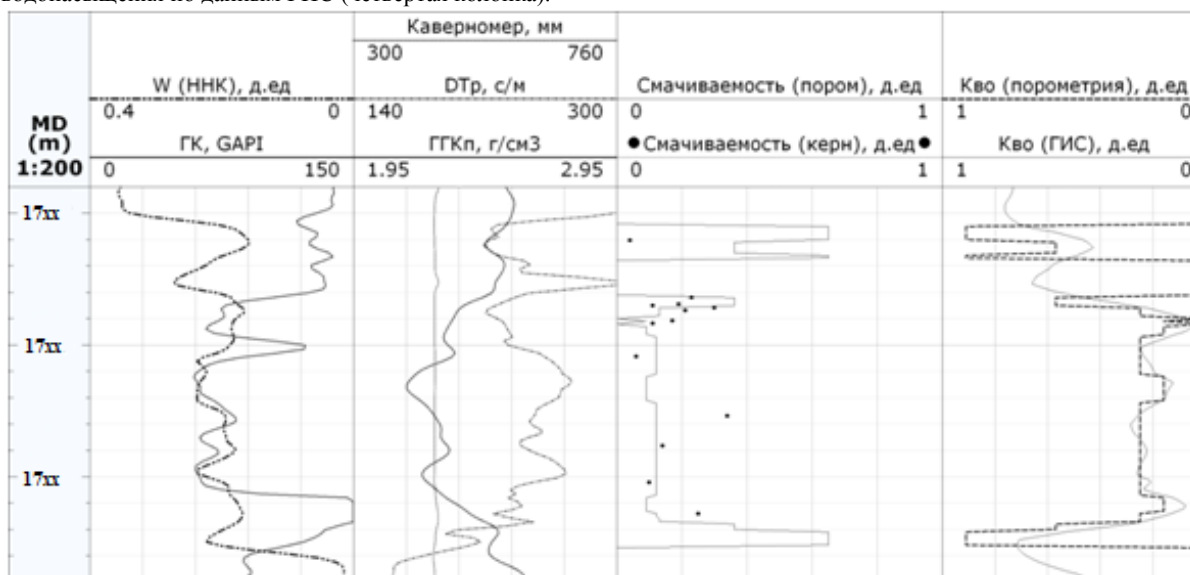


Рис. 2. Сопоставление теоретических расчетов с экспериментальными данными

Из рисунка 2 видно, что теоретически рассчитанные кривые изменений M и $K_{ВО}$ достаточно хорошо согласуются с экспериментальными данными. Можно заметить также, что в силу подобия вида функций $H(r)$ и $W(r)$ кривые изменений M и $K_{ВО}$ по разрезу также совпадают с точностью до нормировочного множителя. Таким образом, получается, что в рамках рассмотренной модели коэффициент остаточного водонасыщения может

служить качественной характеристикой смачиваемости пород, т.е. по значениям $K_{ВО}$ можно, в принципе, разделять породы на гидрофильные и гидрофобные, что и было отмечено выше.

Однако количественное определение коэффициента смачиваемости требует применения специальных методов исследования пород в естественном залегании. Наиболее информативным в этом отношении представляется ядерно-магнитный каротаж [2].

Литература

1. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. – Новосибирск: Наука, 1986. – 243 с.
2. Основы смачиваемости / Абдалла В., Бакли Д., Карнеги Э. и др. // Нефтегазовое обозрение, 2007. – С. 54 – 75.
3. Saturation and Viscosity from NMR Measurements / Freedman R., Heaton N., Flaum M. et.al. // SPE Journal, 2003. – № 4. – P. 317 – 327.
4. Looyestijn W., Hofman J. Wettability Index Determination by Nuclear Magnetic Resonance // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006. – № 2. – P. 146 – 153.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ГАЛЯНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Н. Костерова

Научный руководитель доцент Т.И. Романова

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В последние десятилетия наблюдаются заметные изменения климата Западной Сибири. Очевидно, что они должны отразиться и на водном балансе речных бассейнов, и условиях ведения хозяйственной деятельности, а, следовательно, стать важным объектом геоэкологических и гидрогеохимических исследований.

В связи с этим были проведены эколого-геохимические исследования поверхностных вод на территории Галяновского месторождения, которое находится в Ханты-Мансийском районе в пределах Ханты-Мансийского автономного округа.

Геологический разрез Галяновского месторождения представлен породами двух структурных подразделений: метаморфизованными отложениями протерозой-палеозойского складчатого фундамента и терригенными – платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста. Породы фундамента имеют блоковое строение и осложнены многочисленными разрывными нарушениями.

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну среднеобской области, представляющему собой мощную гидродинамическую систему, объединяющую серию водоносных горизонтов и комплексов. В водах верхнего структурного этажа наблюдается повышенное содержание железа и марганца и пониженное – фтора.

Площадь характеризуется сильной заболоченностью, болота смешанные и переходные травяно-сфагновые, преимущественно зарастающих озер и староречий. Район исследований расположен в западной части южной геокриологической зоны, для которого характерно наличие слоя реликтовой мерзлоты прерывисто-островного типа.

На отдельных заторфованных участках могут встречаться остатки мерзлых пород и маломощные линзы пород многолетней мерзлоты. Криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения.

Поверхностные воды исследовались в течение 2008 года, опробование проводилось в зимнюю межень, в период половодья, в августе и перед ледоставом.

Воды анализировались на содержание сульфатов, хлоридов, общего железа, марганца, цинка, меди, свинца, хрома, нефтепродуктов, а также pH среды (табл.).

Как показали результаты исследований, поверхностные воды характеризуются слабокислой, нейтральной средой, по минерализации воды пресные (ультрапресные). По химическому составу воды Галяновского месторождения преимущественно гидрокарбонатные кальциевые.

Содержания сульфатов, хлоридов, железа общего и марганца напрямую зависят от особенностей питания поверхностных вод. Максимальные концентрации характерны для зимнего периода, когда вероятность подземного питания рек возрастает. В мае происходит резкий спад, обусловленный таянием снегов и разубоживанием поверхностных вод тальми водами. В дальнейшем, к октябрю, их значения незначительно увеличиваются.

В поверхностных водах Галяновского месторождения отмечены повышенные концентрации общего железа и марганца. Их значения колеблются в пределах 0,26-9,20 мг/дм³ и 0,014-0,690 мг/дм³ соответственно, что существенно превышает нормативные требования, предъявляемые к водоемам рыбохозяйственного назначения. Высокие содержания и железа и марганца обусловлены специфическими условиями северных территорий Западной Сибири. В условиях достаточно интенсивного водообмена железом, выщелачиваясь из пород [3] и почвогрунтов поступает в воду с заболоченных территорий водосбора в виде органоминеральных комплексов с гуминовыми и фульвокислотами. Значительные количества марганца поступают в процессе разложения водных животных и растительных организмов, особенно сине-зеленых, диатомовых водорослей и высших водных растений [2].

Таблица
Химический состав поверхностных вод на территории Галяновского месторождения (мг/дм³)

№ поста	Привязка	Дата отбора проб	Компоненты									
			pH	Cl	SO ₄ ²⁻	Fe	Mn	нефте-продукты	Zn	Cr	Pb	Cu
1 пост	р.Обь	март	7,17	20,0	14,64	2,8	0,69	0,042	0,0041	0,0023	0,0005	0,0095
2 пост	р.Охлым	март	6,94	2,1	1,02	9,2	0,16	0,065	0,0113	0,0056	0,0005	0,0116
3 пост	р.Обь	март	7,05	6,5	12,53	2,6	0,07	0,047	0,0052	0,0029	0,0005	0,0129
4 пост	р.Вошага	март	6,97	2,4	5,11	3,4	0,20	0,035	0,0034	0,0050	0,0005	0,0084
1 пост	р.Обь	май	7,27	1,2	4,21	0,26	0,02	0,011	0,0023	0,0031	0,0005	0,009
2 пост	р.Охлым	май	7,38	1,4	0,75	1,0	0,03	0,012	0,0037	0,0014	0,0005	0,009
3 пост	р.Обь	май	7,29	2,2	4,32	0,40	0,03	0,011	0,0026	0,0026	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	май	7,24	1,2	0,57	0,30	0,07	0,014	0,0025	0,0035	0,0005	0,0079
1 пост	р.Обь	июнь	6,21	1,2	3,36	0,36	0,022	0,033	0,0031	0,0012	0,0005	0,006
2 пост	р.Охлым	июнь	6,93	1,1	1,91	0,57	0,019	0,038	0,0047	0,001	0,0005	0,0058
3 пост	р.Обь	июнь	6,82	1,0	4,45	0,70	0,021	0,030	0,0090	0,0015	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	июнь	6,97	1,4	3,15	0,64	0,014	0,020	0,0027	0,0018	0,0005	0,008
1 пост	р.Обь	июль	6,72	2,2	4,26	1,0	0,043	0,053	0,0117	0,001	0,0005	0,008
2 пост	р.Охлым	июль	6,89	1,2	1,39	1,0	0,042	0,011	0,0057	0,0014	0,0005	0,006
3 пост	р.Обь	июль	6,82	2,6	5,08	1,0	0,020	0,030	0,0149	0,0015	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	июль	6,99	1,3	3,32	0,6	0,070	0,038	0,0070	0,0015	0,0005	0,007
1 пост	р.Обь	август	6,74	3,4	6,69	1,1	0,035	0,035	0,0101	0,001	0,0005	0,014
2 пост	р.Охлым	август	6,80	1,2	1,16	0,47	0,03	0,012	0,0067	0,0026	0,0005	0,01
3 пост	р.Обь	август	6,74	3,1	6,38	1,1	0,036	0,035	0,0055	0,001	0,0005	0,01
4 пост	р.Вошага	август	6,99	2,1	4,34	1,2	0,069	0,040	0,0074	0,001	0,0005	0,01
1 пост	р.Обь	октябрь	6,96	4,7	8,99	1,2	0,089	0,041	0,0059	0,003	0,0005	0,016
2 пост	р.Охлым	октябрь	7,26	1,4	0,83	1,2	0,080	0,040	0,0067	0,0019	0,0005	0,016
3 пост	р.Обь	октябрь	7,17	4,7	9,07	0,9	0,046	0,050	0,0021	0,001	0,0005	0,012
4 пост	р.Вошага	октябрь	7,32	2,7	4,83	1,4	0,063	0,048	0,0042	0,001	0,0005	0,01
ПДК _{вр} *				300	100	0,1	0,01	0,05	0,01	0,001	0,006	0,001

*ПДК_{вр} представлены согласно Приказу Государственного комитета РФ по рыболовству № 96 от 28.04.99.

Поведение микрокомпонентов (Cu, Zn, Pb, Cr) в поверхностных водах разнообразно. Содержание меди повсеместно превышает нормативные значения, установленные для водоемов рыбохозяйственного назначения, находясь на уровне 0,0058-0,0160 мг/дм³. При этом в летний период концентрации меди ниже, чем в зимний период. Хром в поверхностных водах также повсеместно превышает ПДК для рыбохозяйственных водоемов, его значения меняются от 0,001 мг/дм³ до 0,0056 мг/дм³.

По цинку наблюдается обратная картина (рис. 1): после весеннего спада его содержания идет увеличение значений в летние месяцы во всех исследуемых водотоках, а в водах р. Оби концентрации цинка достигают 0,015 мг/дм³. К октябрю цинк вновь уменьшается. Это вероятно связано с климатическими особенностями, когда увеличение температуры может ускорить скорость протекания геохимических процессов, вследствие которых возрастает способность химических элементов к растворению, миграции и накоплению их на геохимических барьерах [6].

Содержание нефтепродуктов в речных, подземных водах и в атмосферных осадках изменяется в довольно широких пределах и обычно составляет сотые и десятые доли мг/дм³. В незагрязненных нефтепродуктами водных объектах концентрации естественных углеводородов могут колебаться от 0,01 до 0,20 мг/дм³ [4]. Это определяется трофическим статусом водоема и в значительной мере зависит от биологической ситуации в водоеме [1].

В поверхностных водах площади исследований нефтепродукты в течение года варьируют от 0,011 до 0,065 мг/дм³ (рис. 2). При этом четкой зависимости от времени отбора (от условий питания) нет, несмотря на резкий спад углеводородов в период половодья, в дальнейшем в водах р. Охлым наблюдаются значительные перепады в их содержаниях, а на других постах поведение нефтепродуктов более стабильно, но незначительное уменьшение в водах поста 1 (р. Обь) в августе все-таки присутствует.

Учитывая расположение техногенной нагрузки (автодороги, кустовые площадки, скважины, населенные пункты), а также эпизодическое превышение нефтепродуктов в поверхностных водах утверждать о влиянии нефтедобывающих структур на поверхностные воды не корректно. Повсеместные превышения ПДК_{вр} по марганцу, общему железу, меди и цинку обусловлены следствием процессов происходящих в

почвообразующих породах, богатых данными химическими элементами. Их повышенные концентрации в объектах окружающей среды закономерны для Западной Сибири и контролируются многими факторами, в частности, биологической продуктивностью ландшафта, характером геохимической среды, направленностью преобразования органического вещества и др. [4, 5].

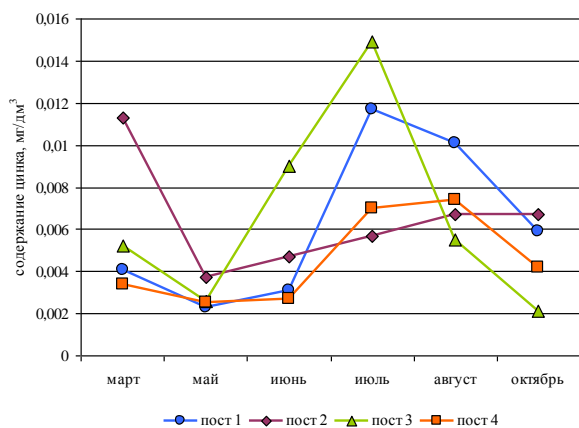


Рис. 1. Содержание цинка в поверхностных водах Галяновского месторождения

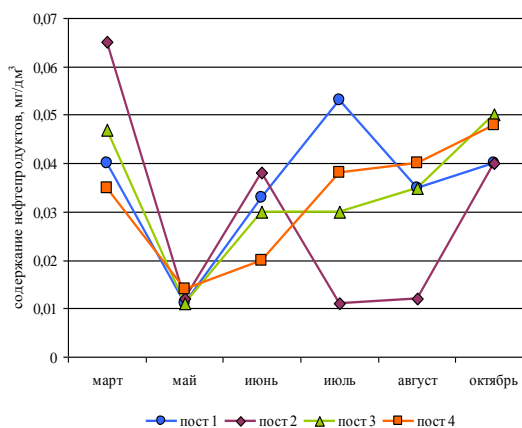


Рис. 2. Содержание нефтепродуктов в поверхностных водах Галяновского месторождения

Литература

1. Бабушкин А.Г., Московченко Д.В., Пикунов С.В. Гидрохимический мониторинг поверхностных вод Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – Новосибирск: Наука, 2007. – 152 с.
2. Бочевер Ф.М., Лапшин Н.Н., Орадовская А.Е. Защита подземных вод от загрязнения. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
3. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода // Система вода-порода в условиях зоны гипергенеза / Под ред. Б.Н. Рыженко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – Т. 2. – 389 с.
4. Гидрогеохимические исследования основных водотоков Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2001. – 90 с.
5. Природопользование на Северо-Западе Сибири: опыт решения проблем / Под редакцией В.В. Козина, В.А. Осипова. – Тюмень: ТюмГУ, 1996. – 168 с.
6. Птицын А.Б. Введение в геоэкологию: Учебное пособие. – Чита: Изд-во ЗабГПУ, 2003. – 184 с.

СТРАТИГРАФИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЫ И ПАЛЕОЗОЯ ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА №52 НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ К

Е.П. Ларина

Научный руководитель А.А. Горкальцев

Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Сложное строение юрских и палеозойских отложений в пределах месторождения К. обусловили различие мнений о закономерностях распространения песчаных пластов тюменской свиты, а также коры выветривания палеозоя.

Стратиграфическое расчленение исследуемого разреза месторождения К. выполнено на основе действующих региональных стратиграфических схем Западной Сибири с использованием керновых данных и комплекса ГИС (рис.) [1, 2].

При корреляции разрезов скважин использовались реперы первого порядка, которые регионально выдержаны и хорошо выделяются по каротажу, а также локальные реперы. К реперам первого порядка относятся высокоомные аргиллиты баженовской свиты, низкоомные глинистые отложения георгиевской и нижневасюганской подсвит, угольные пласты $У_1$, $У_{10}$ и высокоомные палеозойские образования. К реперам второго и третьего порядка относятся низкоомные глинисто-кремнистые отложения коры выветривания (пласт М), а также угольные пласты, прослеживающиеся в тюменской свите и проиндексированные как $У_4$ - $У_{14}$ (характеризующиеся одновременным понижением значений ГК и НКК (НКТ), а также пикобразным повышением потенциал- и градиент-зондов), которые довольно уверенно прослеживаются по площади.

Продуктивный разрез месторождения можно условно разделить на блоки: тюменский и палеозойский.

Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Центральная и северная части Западной Сибири (Тюменская классификация, уточн. и дополн.)	Юго-восток Западной Сибири (Томская классификация)	Западная Сибирь (Тюменская классификация)	Ямало-Гыданская ФО		Обь-Тазовская ФО			
							Ямало-Гыданский СФР	Усть-Енисейский СФР	Уренгойский, Надымский, Варьеганский, Часельский СФР			
Средняя юра	Бат	В.	Васюган.	Ю ₂ ⁰	Ю ₂	Ю ₂	Ю ₂ ⁰					
		Ср.	Мальшевский	Ю ₂	Ю ₂₋₆ (У ₂₋₅)	Ю ₂₋₄	ЮЯ ₂₋₄	ЮЕ ₂₋₄	ЮГ ₂₋₄	ЮВ ₂₋₄	ЮТ ₂₋₄	
		Н.		Ю ₃₋₄								
	Байос	В.	Леонтьевский	Ю ₅₋₆	Ю ₇₋₁₀ (У ₆₋₉)	Ю ₅₋₆	ЮЯ ₅₋₆	ЮЕ ₅	ЮГ ₅₋₆	ЮВ ₅₋₆	ЮТ ₅₋₆	
		Н.	Вымский	Ю ₇₋₈ Ю ₉	Ю ₁₁₋₁₄ (У ₁₀₋₁₃)	Ю ₇₋₉	ЮЯ ₇₋₉	ЮЕ ₆₋₉	ЮГ ₇₋₉	ЮВ ₇₋₉	ЮТ ₇₋₉	
	Аален	В.	Лайдинский	Ю ₉	У ₁₄ в кровле					ЮГ ₁₀		
		Н.										
	Нижняя юра	Тоар	В.	Надоярский	Ю ₁₀	Ю ₁₅	Ю ₁₀	ЮЯ ₁₀	ЮЕ ₁₀₋₁₂	ЮГ ₁₀₋₁₂	ЮВ ₁₀	ЮТ ₁₀₋₁₂
			Н.	Китербютский								
		Плинсбах	В.	Шараповский	Ю ₁₁	Ю ₁₆	Ю ₁₁	ЮЯ ₁₁	ЮЕ ₁₃₋₁₄	ЮГ ₁₃₋₁₇	ЮВ ₁₁₋₁₂	ЮТ ₁₃₋₁₈
Н.			Левинский				ЮЯ ₁₂		ЮГ ₁₈₋₁₉			
Синемюр		В.	Зимний	Ю ₁₂	Ю ₁₇	Ю ₁₂				ЮГ ₂₀₋₂₃		
		Н.										
	В.											
	Н.											

Рис. Индексация песчаных пластов нижней и средней юры Западной Сибири (цветом выделены существенно глинистые горизонты) [1]

Тюменский блок включает песчаные пласты Ю₂₋₁₅. В кровле тюменской свиты выделяется продуктивный пласт Ю₂, подстилающийся углем У₂, который не имеет повсеместного распространения. Ранее считалось, что на месторождении нижневасюганская подсвита опесчанивается в ряде скважин центральной части поднятия (1Р, 5Р, 8Р, 17Р, 117, 122, 123, 203), и в этой толще появляется песчаный пласт Ю₁⁵, занимающий либо часть, либо весь объем нижневасюганской подсвиты [3]. Но, опираясь на региональную стратиграфическую схему и керновый материал (по керну зафиксированы отложения пахомовской пачки), пласт Ю₁⁵ отнесен к пласту Ю₂.

В пределах Тюменского блока в качестве основных реперных горизонтов, помимо регионального угольного пласта У₁₀, выделение которого базировалось на возрастных определениях в скважинах № 9Р и 16Р (отложения ааленского возраста), использовались реперы второго порядка – угольные пласты У₄, У₆ и У₈, которые выделяются и прослеживаются в большинстве скважин месторождения.

Основной продуктивный пласт Ю₁₀ залегает на угольном пласте У₁₀. И далее вниз по разрезу каждый следующий песчаный пласт залегает на нижележащем угольном пласте. Учитывая данные реперы, центральная часть залежи пласта Ю₉ (индексация по ПЗ 1995 г.) присоединена к вышележащему подсчетному объекту Ю₈ (индексация по ПЗ 1995 г.), который следует индексировать как Ю₁₁. Завершается продуктивный разрез тюменского блока пластом Ю₁₅, который, как и пласты Ю₁₂₋₁₄, имеет фрагментарное распространение в западной части месторождения. Пласт М палеозойского блока представлен глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания палеозойских образований и выделяется по каротажу как низкоомная толща, перекрывающая высокоомные отложения неизмененного коренного фундамента палеозойского возраста и преимущественно карбонатного по составу.

Результатом работы явилась уточненная стратиграфическая схема корреляции отложений палеозоя и юры района исследования, выполненная по 31 скважине. Наибольшим изменениям подверглись пласты тюменской свиты. Выполнена перекорреляция продуктивных отложений: пласт Ю₁₅ отнесен к пласту Ю₂, центральная часть пласта Ю₉ отнесена к пласту Ю₈ (по старой индексации). Также уточнилось строение пласта М: пласт Ю₁₂, выделенный в скважине 122, был отнесен, по геофизическим характеристикам, в состав пласта М. Также произошла переиндексация пластов Ю₆-Ю₁₅ (с подвижкой индексов на 3 единицы вниз).

Литература

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
2. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины, Новосибирск, 1999 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА БС₁₀ ЮЖНО-БАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Леконцева

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия**

Главная цель данной работы заключается в определении причин роста обводненности скважин, выявление закономерности ее увеличения, а также обоснование применения методов, применяемых для ее снижения. Борьба с высокой обводненностью является актуальной – так, на крупнейших нефтяных месторождениях Самотлорском, Талинском, Федоровском обводненность продукции превышает 90 %, а обводненность продукции нефтяных скважин в целом по России на начало 2006 года превышала 83,5 % [1]. Объектом изучения является Южно-Балыкское месторождение, разрабатываемое дочерним предприятием Компании «Роснефть» – ОАО «РН-Юганскнефтегаз», Ханты-Мансийский автономный округ.

Южно-Балыкское месторождение разрабатывается с 1976 года. На данный момент оно находится на четвертой стадии разработки, что означает интенсивное падение добычи нефти, уменьшение числа основного фонда скважин, снижение показателей добычи жидкости и достижение максимального уровня обводненности добывающих скважин. Нефтегазоносность Южно-Балыкского месторождения установлена в отложениях мелового возраста. По комплексу проведенных геологоразведочных работ, данным отбора керна, промыслово-геофизическим исследованиям, результатам испытания и эксплуатации скважин залежи нефти обнаружены в восьми пластах АС₄, АС₅₋₆, АС₇, АС₈, БС₁, БС₆, БС₈, БС₁₀.

Особенности геологического строения и разработки были рассмотрены по пласту БС₁₀ – это наиболее крупный эксплуатационный объект Южно-Балыкского месторождения. Пласт отмечается во всех пробуренных скважинах месторождения. Залежи характеризуются как пластово-сводовые, сложены терригенными отложениями с флюидоупором в виде глин. Коллектор в целом обладает максимальной эффективной нефтенасыщенной толщиной. Нефти характеризуются как маловязкие, малосмолистые, сернистые, парафинистые, количество начальных геологических запасов пласта БС₁₀ в 2 раза больше, чем их количество во всех остальных пластах месторождения в сумме взятых. Система поддержания пластового давления на

месторождении была введена в 1978 году. Используемые типы заводнения: приконтурное, рядное и очаговое. Обводненность продукции добывающих скважин в среднем составляет 94,6 %. Обводнение происходит как пластовой, так и технической водой, закачиваемой в пласт через нагнетательные скважины.

В ходе работы были изучены геологические и технологические факторы, влияющие на обводненность скважин. Были изучены: структурная карта пласта БС₁₀, геологический профиль Южно-Балыкского месторождения, карта нефтенасыщенных толщин, карта текущих отборов на 01.01.2012. К геологическим факторам относится соотношение вязкости пластовой нефти и воды: отмечено, что вязкость пластовой нефти в семь раз больше вязкости воды. Данное соотношение позволяет считать, что резко сказывается различие проницаемости пластов, их неоднородности и расчлененности.

Большое значение для обводненности продукции имеет местоположение добывающих скважин относительно контура нефтеносности и нагнетательных скважин – данный фактор относится к технологическим. Замечено, что если добывающая скважина находится в непосредственной близости с внешним контуром нефтеносности или нагнетательными скважинами, то ее обводненность составляет 96-98 %, так как пластовая и нагнетаемая вода активно взаимодействует со скважиной. В участках, находящихся в некой отдаленности от контура нефтеносности и нагнетательных скважин, обводненность продукции в среднем составляет 91-95 %.

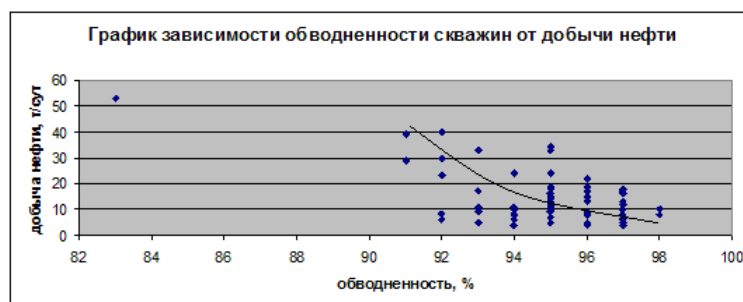


Рис. 1. График зависимости обводненности скважин от добычи нефти

Для исследования и анализа причины роста обводненности скважин были построены и проанализированы зависимости обводненности от таких параметров, как нефтенасыщенная толщина, добыча жидкости и добыча нефти. При рассмотрении влияния эффективной нефтенасыщенной толщины на обводненность добывающих скважин, отмечено, что четкой закономерности не наблюдается. Скважины, вскрывшие пласт с различной нефтенасыщенной толщиной, могут иметь различные значения обводненности (значения находятся в пределах от 83 до 98 %). Опираясь на теоретические знания, известно, что с увеличением нефтенасыщенной толщины происходит рост обводненности скважин.

При рассмотрении зависимости обводненности от добычи нефти (рис. 1) можно отметить, что при уменьшении добычи нефти возрастает обводненность скважин – прослеживается обратная зависимость – такая зависимость является естественной, так как на поздних стадиях разработки доля нефти в пластовой жидкости снижается и, следовательно, повышается обводненность добывающих скважин. Добыча нефти по пласту БС₁₀ составляет в среднем 3-7 % от добычи жидкости, что характерно для данной стадии разработки, на котором находится Южно-Балыкское месторождение. Следует отметить, что из основного числа скважин ‘выделяется’ скважина №1524 с относительно низкой обводненностью – 83 %. Скважина располагается в значительной удаленности от нагнетательных скважин и от внешнего контура нефтеносности, то есть пластовая и нагнетаемая вода в меньшей степени взаимодействуют со скважиной.

Исследуя связь между обводненностью продукции и параметром добычи жидкости (рис. 2), можно заметить прямую зависимость: при увеличении добычи жидкости увеличивается и обводненность добывающих скважин. Добыча жидкости представляет собой сумму добычи нефти и обводненности добывающих скважин. Следовательно, при увеличении добычи жидкости будет увеличиваться и сумма добычи нефти и обводненности.

Так как месторождение находится на последней стадии разработки, то добыча нефти характеризуется падением, а это означает, что обводненность скважин будет расти и со временем достигнет 100 %. Скважина №1524 также отличается от остальных исследуемых скважин. Как уже было сказано ранее, это связано с ее расположением.

Проанализированные зависимости являются основой для определения рекомендаций по дальнейшей эксплуатации. В связи с этим рекомендуются следующие мероприятия:

1). Отключение, либо перевод под нагнетание скважин, находящихся вблизи контура нефтеносности и рядом с нагнетательными скважинами (с обводненностью более 96%). При этом в скважинах, расположенных в отдаленности от контура нефтеносности, обводненность которых составляет 91-95 %, будет наблюдаться увеличение параметра добычи нефти.

2). Изоляционные работы с перенесением интервала перфорации или его сокращением.

3). Широкое распространение имеют потокоотклоняющие технологии, основанные на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов. Данные технологии используются в двух вариантах: для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах и для создания фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых водонасыщенных зонах продуктивного пласта.

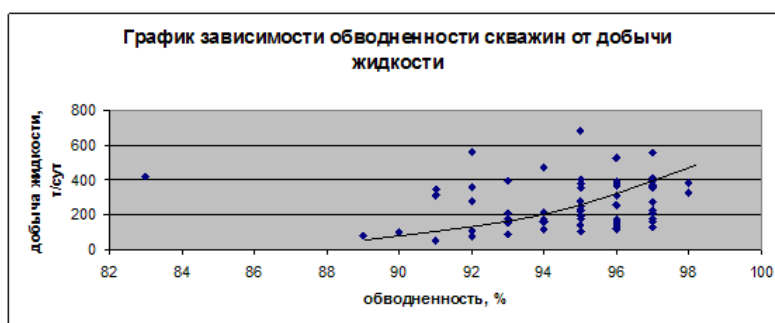


Рис. 2. График зависимости обводненности скважин от добычи жидкости

Широкое внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов началось еще в 1988 году. Из потокоотклоняющих технологий на горизонте БС₁₀ применялись: вязко-упругие, сшитые, большеобъемные и модифицированные сшитые полимерные составы на основе полиакриламида; эмульсионно-суспензионные составы; сульфат- и сульфатсодержащие стоки нефтехимических производств; осадко- и гелеобразующая композиция на основе полимера Гивпан; термосамополимеризующаяся смола; полисиликон; сульфатно-содовая смесь; эмульсионно-полимер-дисперсный состав; осадкогелеобразующий состав; осадкообразующий состав; модифицированные полимер-дисперсные составы.

В дальнейшем при планировании работ необходимо особое внимание уделить объемам закачки композиций – в условиях высокопроницаемого коллектора при значительной обводненности продукции необходимо увеличение объемов закачки композиций с повышением жесткости состава. Возможно использование полимер-дисперсных составов, а также сшитых полимерных составов с предоторочкой «сильного» геля либо осадкообразующего, либо дисперсного состава.

В целом за период 1989-2010 гг. дополнительная добыча от применения потокоотклоняющих технологий на горизонте БС₁₀ составила 293 тыс. т нефти, средняя удельная дополнительная добыча составила 1,9 тыс. т. нефти на скважино-операцию.

Обводненность добывающих скважин и продукции залежи – одна из важнейших проблем, возникающих при разработке месторождения.

В результате проведенной работы были определены причины роста обводненности – рассмотрены геологические и технологические факторы, влияющие на обводнение скважин; выявлены закономерности изменения обводненности от различных параметров, таких как: эффективная нефтенасыщенная толщина, добыча нефти, добыча жидкости; предложены варианты рекомендаций по дальнейшей эксплуатации – различные методы, применяемые для снижения обводненности скважин.

Данные мероприятия будут способствовать продлению периода разработки Южно-Балыкского месторождения, но избежать достижения обводненности добывающих скважин 100 % невозможно.

Литература

1. Сайт новостей о нефти и газе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru/technologies/2007/05>, свободный (дата обращения 05. 01. 2013).

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТА В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ НЕПСКОГО СВОДА

М.Н. Лемешко

Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Усть-кутский продуктивный горизонт, выбранный в качестве объекта исследований, выделяется в составе тэтэрской свиты венд-кембрийского возраста. Район исследований находится в юго-западной части Непского свода на западе Непско-Ботуобинской антеклизы. Слабая степень изученности отложений усть-кутского горизонта делает данную работу актуальной. С целью выявления особенностей коллекторов и их типизации, в работе были детально проанализированы литолого-петрографические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства пород, выяснены условия их образования, рассмотрены постседиментационные преобразования.

По результатам работ ОАО НПП «Тверьгеофизика», отложения усть-кутского горизонта, вскрытого в интервале 1532-1609 м, представлены скрыто- и яснокристаллическими (от тонко до крупных) доломитами с примесью глинистого, известкового материала, сульфатов и солей. В разрезе встречаются различные литогенетические типы доломитов: реликтивно-зернистые, микритовые (иловые) и кристаллические (спарит). Зернистые доломиты состоят из различных структурных компонентов: оолитов, пизолитов, пеллоидов, литокластов, строматолитов. Микротекстуры доломитов: однородная, тонкослоистая, пятнистая.

Форменные элементы водорослевой природы сложены тонкозернистым и микритовым доломитом. Повсеместно развиты малоамплитудные стилолитовые зубчатые и зубчато-бугорчатые швы, выполненные темно-бурым глинисто-органическим веществом. В породах часто встречаются включения гипса, ангидрита, галита и органическое вещество в виде прожилков и мелких включений.

В качестве прослоев отмечаются аргиллиты, известковые глины и ангидриты. Отложения усть-кутского горизонта претерпели различные вторичные изменения: перекристаллизацию, растворение, сульфатизацию, окремнение и др. Окремнение часто приурочено к доломитам глинистым, микритовым, доломит-ангидитовым породам и связано, по-видимому, с обмелением и осушением бассейна в процессе осадконакопления.

Сульфаты представлены несколькими генерациями: игольчатые кристаллы, крупные участки, прослои и заполнение пор и трещин.

Используя характеристику стандартных микрофаций, предложены обстановки осадконакопления доломитов усть-кутского горизонта.

Так, зернистые доломиты образовались в условиях постоянного действия волн, активной гидродинамической среды, о чем свидетельствует отсутствие микрита [1]. Такие условия могут создаваться на приливных барах.

Строматолитовые постройки формировались в условиях мелководного хорошо прогреваемого бассейна, в зоне приливо-отливных течений.

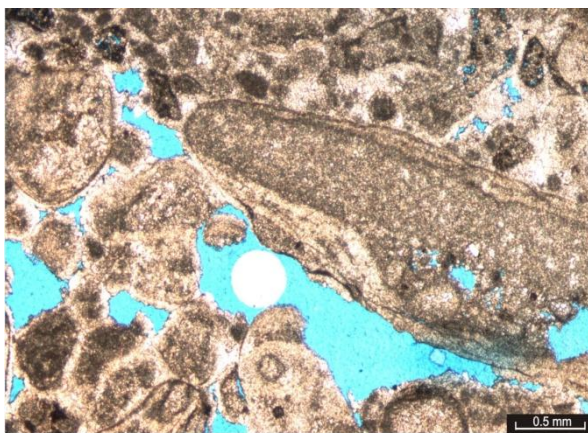
Микритовые и глинистые доломиты образовались в спокойной обстановке изолированной лагуны шельфа, где нет влияния штормов и течений.

Обилие в породах сульфатов и солей, их прослоев, может говорить о высокой минерализации вод бассейна, а также об аридном климате и изоляции бассейна от открытого моря [2].

Анализ коллекторских свойств показал, что у доломитов значительно варьируют как по разрезу, так и по площади открытая пористость по гелию (2-20 %) и проницаемость – (0,03-30) мД.

По шлифам в доломитах установлены изолированные, полуизолированные и сообщающиеся пустоты. Пустотное пространство распределено в породах неравномерно и формируется порами, кавернами и трещинами. Поры межзерновые, межкристаллические, поры растворения размером 0,01-0,1, реже до 0,8 мм. Каверны размером 1-2 мм, реже до 7 мм (рис. 1, а).

В реликтивно-зернистых доломитах количество пор и каверн достигает 15-20 % и более от площади шлифа. В микритовых и микро-тонкозернистых доломитах пустотное пространство слабо развито и представлено прерывистыми открытыми микротрещинами шириной 0,02-0,03 мм (рис. 1, б).



а. Доломит пористо-кавернозный с реликтовой пеллоидно-оолитово-обломочной структурой



б. Доломит микро-тонкокристаллический, сверху – тонкая зияющая трещина

Рис. 1. Фото шлифов в параллельных николях

Результаты исследований показывают, что относительно высокие значения пористости и проницаемости имеют реликтивно-зернистые яснокристаллические доломиты с многочисленными порами и кавернами. Доля глинистой и микритовой примеси в них незначительна.

Наряду с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами в этих доломитах отмечается темно-бурое свечение в ультрафиолетовом свете от слабого до сильного, что соответствует малоподвижным углеводородам.

Высокие коллекторские свойства и слабое нефтенасыщение отмечаются также в доломитах глинистых микро-тонкокристаллических, имеющих кавернозную и трещинную пористость (рис. 2). Исходя из этого, в пределах усть-кутского горизонта можно выделить 2 типа коллекторов – порово-кавернозный и кавернозно-трещинный. Порово-кавернозный тип имеет распространение в верхней части горизонта и представлен яснокристаллическими реликтивно-зернистыми доломитами.

Формирование коллекторов такого типа с высокими показателями пористости и проницаемости большей частью связано с проявлением интенсивных вторичных процессов растворения и перекристаллизации. Эти процессы улучшили коллекторские свойства пород с хорошей седиментационной пористостью, где доля

микрита незначительна. Кавернозно-поровый тип коллектора распространен в нижней части усть-кутского горизонта и приурочен к тонкозернистым и микритовым доломитам, не имеющим хорошую первичную пористость.

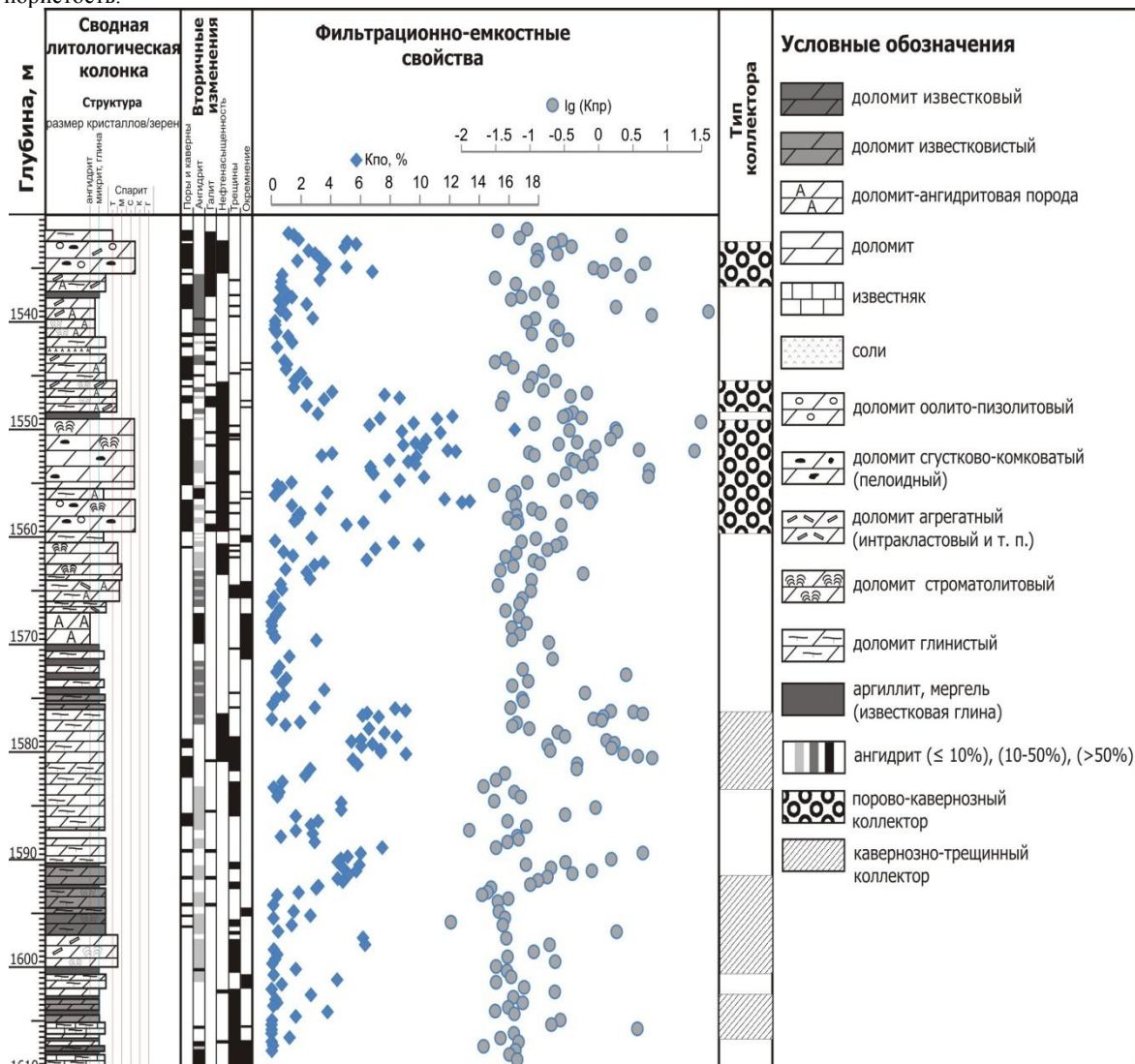


Рис. 2. Литологическая колонка усть-кутского горизонта с данными пористости и проницаемости

Литература

1. Уилсон. Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 463 с.
2. Эволюция карбоната накопления в венд-кембрийском нефтегазоносном бассейне центральных районов Сибирской платформы / Чернова Л.С., Гущина Н.Е. и др. // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: мат. Второго Всероссийского лит. совещания и Восьмого всероссийского симпозиума по иск. кораллам и рифам. – Сыктывкар: Геопринт, 2001. – С. 104.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕАЛИЗУЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА БС₄₋₅ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ

И.О. Мальцева

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Приразломное месторождение – многопластовое и многообъектное. Основным эксплуатационным объектом является продуктивный пласт БС₄₋₅ готерив-барремского нефтегазоносного комплекса.

Пласт характеризуется невыдержанностью толщин и коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу, низкой проницаемостью (среднее значение $4,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²), высокой степенью расчлененности (10,7) и отсутствием активных пластовых вод. Коллектор пласта сложен терригенными горными породами – мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами.

В связи с рассмотренными выше особенностями геологического строения пласта, было предусмотрено выделение опытных участков, для каждого из которых была запроектирована своя сетка скважин. Таким образом, реализуемая на месторождении система разработки: 3-х рядная с треугольной сеткой скважин, с применением на опытных участках месторождения 5-ти рядной, 7-ми точечной, 3-х рядной с лобовым размещением скважин, 9-ти точечной сеток скважин.

Данная система разработки позволяет охватить посредством различной степени воздействия на отдельные части залежи в целом всю разрабатываемую площадь.

Заводнение внутриконтурное с разрезанием на блоки, с элементами очагового заводнения.

Целью исследования является изучение неоднородности фильтрационно-емкостных и геолого-физических свойств пласта по площади с целью обоснования применения различных сеток скважин на отдельных участках разрабатываемой залежи пласта БС_{4.5} с последующей оценкой эффективности их применения.

Базовыми материалами для изучения геологических особенностей пласта послужили геологические разрезы, карты проницаемости, пористости, эффективных нефтенасыщенных толщин, текущих отборов пласта БС_{4.5}. Таким образом, на основании изученных данных была построена сводная таблица, отражающая особенности геологического строения отдельных участков пласта БС_{4.5}.

Таблица

Сводная таблица геолого-физических характеристик коллектора опытных участков пласта БС_{4.5} и соответствующих им систем разработки

Основные фильтрационно-емкостных и геолого-физические характеристики опытных участков пласта БС _{4.5}						Сетка скважин	Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /скв	Система заводнения
Вязкость нефти – $\mu_{нф}$, мПа·с	Коэффициент проницаемости – $K_{пр. ср.}$, 10 ⁻³ мкм ²	Подвижность нефти, $\alpha = K_{пр.} / \mu_{нф}$, мкм ² /мПа·с	Эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф.н}$	Коэффициент песчанности $K_{п.} = h_{эф.н} / h_{общ.}$	Коэффициент пористости $K_{пор.}$			
1,30	6,4	$4,92 \cdot 10^{-3}$	19,4	0,49	17,9	7-ми точечная	16..25 20	Внутриконтурное с разрезанием на блоки с элементами очагового
	5,6	$4,30 \cdot 10^{-3}$	13,9	0,45	16,9	3-х рядная		
	5,7	$4,38 \cdot 10^{-3}$	14,9	0,43	15,7	5-ти рядная		
	5,2	$4,00 \cdot 10^{-3}$	16,9	0,41	15,1	1 рядная		
	5,7	$4,38 \cdot 10^{-3}$	14,0	0,48	16,8	9-ти точечная		

На основании анализа табличных данных был выделен участок, характеризующийся относительно высокими ФЕС, высокими значениями гидропроводности, доли коллектора в пласте, наибольшими эффективными нефтенасыщенными толщинами. Данная часть залежи соответствовала опытному участку с реализованной на ней обращенной 7-ми точечной сеткой скважин.

Применение сетки может быть обосновано характерной для нее высокой степенью воздействия на пласт, что в свою очередь обеспечивает высокую нефтеотдачу пласта. Подавляющая часть залежи характеризуется относительно сходными геологическими характеристиками пласта, а потому на наибольшей ее площади, преимущественно в центральной (сводовой части), характеризующейся наибольшей однородностью пласта, были запроектированы линейная 3-х рядная и 1 рядная сетки скважин.

В северной части залежи в качестве экспериментальных были реализованы 5-ти рядная и 9-ти точечная сетки скважин. Особенностью северной части залежи является высокий коэффициент расчлененности пласта (до 14,8), т.е. их применение обосновано неоднородность пласта по разрезу.

Для оценки эффективности применения отдельных сеток скважин были проанализированы карты текущих отборов и эффективных нефтенасыщенных толщин пласта БС_{4.5}. На основании изученных данных были построены гистограммы дебитов и распределения эффективных нефтенасыщенных толщин для каждого из опытных участков.

В качестве примера была рассмотрена 3-х рядная, охватывающую наибольшую часть разрабатываемой площади, и 7-ми точечная, реализованная в южной части залежи, сетки скважин. 5-ти рядная, 1 рядная и 9-ти точечная сетки скважин характеризуются сходными с 3-х рядной распределениями дебитов скважин. Для анализа была построена обобщенная гистограмма распределения дебитов скважин для 3-х рядной и 7-ми точечной сеток скважин.

Гистограмма позволила четко проследить распределение дебитов для представленных сеток скважин. Так, для скважин 7-ми точечной сетки характерны наибольшие значения дебитов скважин при широком

диапазоне их изменения. Тогда как для скважин 3-х рядной сетки (соответственно и для 5-ти рядной, 1-рядной, 9-ти точечной сеток скважин) характерны небольшие дебиты (до 15 т/сут) с достаточно узким диапазоном их изменения.

Эффективные нефтенасыщенные толщины были проанализированы по гистограммам распределения толщин для каждого из опытных участков.

Таким образом, наибольшими эффективными нефтенасыщенными толщинами характеризуются коллекторы в зоне применения 7-ми точечной сетки с достаточно узким диапазоном их изменения (от 16 до 22 м). Для коллекторов в зонах применения остальных сеток скважин (большая часть залежи) значения толщин варьируют в широком диапазоне (от 6 до 22 м), что напрямую свидетельствует о высокой степени неоднородности распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по площади разрабатываемой залежи.

Далее была построена зависимость дебитов скважин от эффективных нефтенасыщенных толщин для различных сеток скважин (рис.).

Анализ зависимости выявил, что система разработки с 7-ми точечной сеткой скважин наиболее эффективна относительно других сеток скважин, так как дебиты скважин данной сетки изменяются в диапазоне от 30 до 67 т/сут, тогда как для всех остальных сеток скважин (3-х рядной, 5-ти рядной, 1 рядной, 9-ти точечной) дебиты изменяются в диапазоне от 5 до 22 т/сут при сравнительно равном диапазоне изменения эффективных нефтенасыщенных толщин.

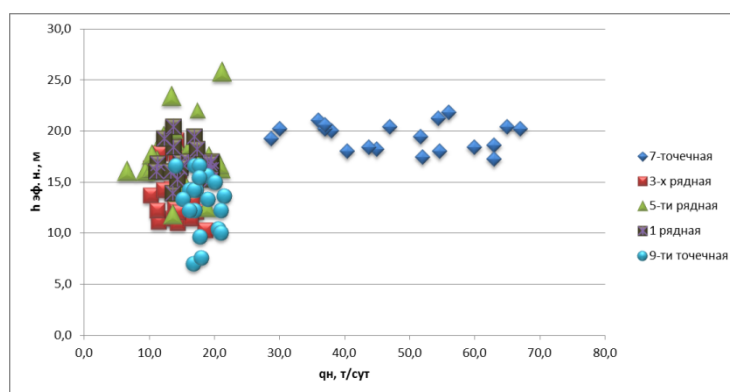


Рис. Диаграмма зависимости дебитов скважин от эффективных нефтенасыщенных толщин для различных сеток скважин

Таким образом, проведенный на основании геологического обоснования применения различных сеток скважин анализ, позволил выявить эффективность реализации системы воздействия на пласт лишь на одном из опытных участков (с 7-ми точечной сеткой скважин), а потому необходимость проведения мероприятий по усовершенствованию реализуемой системы разработки на подавляющей части разрабатываемой площади залежи очевидна в связи с низкой эффективностью ее применения.

ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД ПЛАСТА БС₁₀⁰ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.Н. Мамадалиев

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Ведущее значение в нефтегазодобывающей отрасли на территории Западной Сибири в целом и на Северо-Конитлорском месторождении в частности, имеют отложения неоккома, так как в них сконцентрированы основные запасы углеводородного сырья, как нефти, так и газа. Однако разработку нефтяных и газовых залежей значительно осложняет литологическая неоднородность коллекторов. Поэтому эффективное ведение геологоразведочных работ при поиске и разведке скоплений углеводородов и последующей разработке залежей невозможно без детального исследования керна, который является главным носителем реальной информации о нефтепродуктивных пластах.

Цель работы – определение генезиса и установление гранулометрического и петрографического состава пород коллектора БС₁₀⁰ Северо-Конитлорского месторождения.

Поставлены следующие задачи.

- 1) макроскопическое описание образцов керна;
- 2) микроскопическое исследование пород в шлифах;
- 3) интерпретация полученных результатов.

Исследовано четыре образца керна, отобранных с разных глубин пласта БС₁₀⁰ из скважины 299П Северо-Конитлорского месторождения. Интервал отбора керна составил 4 м, вынос полный.

Привязка образцов керна по глубинам: начало интервала – 2567 м, обр. 1 – +0,2 м, обр. 2 – +0,55 м, обр. 3 – +1,02 м, обр. 4 – +2,1 м от верха.

Макроописание образцов керна

Образцы представлены песчаником светло-серым, тонко-мелкозернистым, с примесью алеволита, сортировка средняя до плохой, текстура слоистая, слоистость косоволнистая слабосрезанная, встречается малое количество рассеянного мелкого детрита (рис. А).

Фация алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья (ОВМ) – обр. 2, 3 и 4 – сменяется в обр. 1 фацией песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД). Это видно по характерной косой слоистости, хорошей сортировке материала и преобладанию более тонкой фракции.

Микроскопическое исследование пород в шлифах

Гранулометрический и петрографический анализы пород проводились под микроскопом с 80-кратным увеличением. По каждому шлифу посчитано не менее 350 зерен. Сделано фото шлифов в параллельных и скрещенных николях (рис. Б).

По петрографическому составу породы относятся к аркозовой группе: кварц – 31-36 %, полевые шпаты – 48-53 %, обломки горных пород – 12-16 %.

Наглядно результаты гранулометрического анализа могут быть отражены на гистограммах и кумулятивных кривых (рис. В).

При помощи математической статистики рассчитаны основные статистические характеристики, которые приведены в табл. 1.

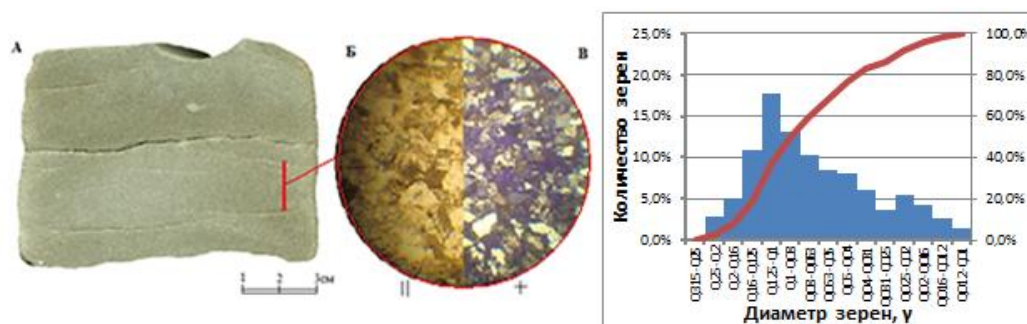


Рис. Результаты исследований (обр. 2):

А – образец керна;

Б – фото шлифа при 80-кратном увеличении: II – в параллельных николях, + – в скрещенных николях;

В – гистограмма и кумулятивная кривая по результатам гранулометрического анализа

Таблица 1

Основные статистические характеристики

	Обр. 1	Обр. 2	Обр. 3	Обр. 4
A	0,574	0,593	0,662	0,569
E	-0,095	-0,483	-0,247	-0,579
C	0,17	0,26	0,31	0,28
Md	0,070	0,102	0,113	0,104
Xср	0,064	0,064	0,064	0,064
σ	2,428	3,148	3,304	3,389

A – асимметрия, E – эксцесс, C – 1 %-ный квантиль, Md – медиана, σ – коэффициент сортировки, Xср – средний размер частиц

Тремя разными методами (метод моментов, метод П. Траска и энтропийный метод) были рассчитаны коэффициенты сортировки для всех четырех образцов, которые представлены в табл. 2.

Таблица 2

Коэффициенты сортировки осадочного материала

	Обр. 1	Обр. 2	Обр. 3	Обр. 4
σ	2,428	3,148	3,304	3,389
hr	2,177	2,454	2,497	2,520
So	1,330	1,550	1,620	1,690

σ – коэффициент сортировки, рассчитанный методом моментов, hr – нормированный энтропийный коэффициент сортировки, So – коэффициент сортировки, рассчитанный методом П. Траска

Как видно из табл. 2, значения сортированности зерен по каждому методу различаются, но по всем трем методам четко прослеживается тенденция ухудшения сортированности материала вниз по разрезу (от обр. 1 к обр. 4). Также мы видим, что сортировка в обр. 1 значительно лучше, чем в остальных образцах. Это свидетельствует об ином гидродинамическом режиме.

Методом моментов рассчитаны значения асимметрии (А) и эксцесса (Е), которые нанесены на динамогенетическую диаграмму Г.Ф. Рожкова. Количественно определены значения 1 %-ного квантиля (С) и медианы (Мd) для динамической диаграммы Р. Пассеги.

На динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова фигуративные точки сконцентрировались в правой верхней части диаграммы, в поле, которое соответствует сильным речным или вдольбереговым течениям (континентальные речные или прибрежно-морские фации).

На динамической диаграмме Р. Пассеги обр. 1 попал в поле «однородная суспензия», а обр. 2, 3 и 4 сосредоточились в области градационной суспензии.

Выводы

В результате проведенных исследований выявлен комплекс петрографических и гранулометрических параметров, определяющих состав и генезис отложений пласта БС₁₀⁰ Северо-Конитлорского месторождения. Отложения его верхней части накапливались в зоне подвижного озерного мелководья. Согласно макроописанию кернового материала, вверх по разрезу фация алеврито-песчаных осадков открытого подвижного озерного мелководья (ОВМ) сменяется фацией песчаных осадков конусов выноса рек в озера (ОВД).

Большое количество полевых шпатов и сравнительно малый процент кварца в терригенных породах свидетельствуют о том, что скорее всего источником материала служили вулканические породы основного состава. Вероятно, областью сноса обломочного материала была Алтае-Саянская складчатая система.

Гранулометрически породы представлены тонко-мелкозернистыми песчаниками с примесью средне-крупнозернистого алеврита, сортировка средняя до плохой. По данным гранулометрического состава прослеживается тенденция уменьшения размера частиц и улучшения сортированности осадочного материала снизу вверх по пласту.

Результаты по динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова и динамической диаграмме Р. Пассеги не противоречат данным макроскопического описания образцов керна.

Литература

1. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. и др. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
2. Мордвинцев М.В., Видик С.В. Литолого-петрофизические особенности продуктивных пластов БС₁₀-БС₁₁ Дружного месторождения // Геология нефти и газа, 2011. – № 4. – С. 56 – 67.
3. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.

К ВОПРОСУ О ПРОИСХОЖДЕНИИ НЕФТЕЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ПОРОД ХАНТЫ-МАНСЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Ю. Мельников

Научный руководитель старший преподаватель М.Я. Кузина
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

На современном этапе освоения российских недр, в условиях сокращения запасов углеводородов (УВ) давно эксплуатируемых месторождений Западной Сибири, особое внимание привлекают перспективные участки с нетрадиционными залежами нефти и газа. При этом интерес вызывает проблема происхождения нефтяных углеводородов, образующих залежи и месторождения. Откуда обеспечивается приток УВ в залежь? Возможна ли их генерация в мантии или они образуются только в ближайших к залежи осадочных отложениях?

В последнее время выдвигаются гипотезы, что кроме традиционных депрессионных бассейновых зон нефтегазонакопления, потенциальными очагами генерации УВ могут служить участки столкновения литосферных плит с субдукционно-обдукционными явлениями и с усиленным геодинамическим режимом недр. Эти области отличаются благоприятной обстановкой образования УВ, как в результате переработки осадочного органического вещества (ОВ), затаятого в области высоких температур, так и в результате неорганического синтеза углеводородов [1]. К объектам такого происхождения относят ряд месторождений в породах фундамента, нефтегазовые проявления, связанные с разрывными нарушениями, корово-мантийными швами, углеводородные скопления вблизи зон контактов сейсмических блоков [2].

Одним из таких участков, нуждающимся в детальном изучении, является Ханты-Мансийское месторождение нефти. В административном отношении оно находится в Тюменской области в ХМАО-Югре в 10 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийска.

В тектоническом отношении Ханты-Мансийский участок расположен в юго-западной части Ханты-Мансийской седловины и по отражающему горизонту Б представляет структурный выступ, оконтуренный незамкнутой изогипсой -2800 м. Раньше эта территория находилась в мобильной зоне центральной части Монголо-Охотского рифейско-палеозойского подвижного пояса. Согласно плейтктоническим реконструкциям – это район субширотного сжатия – шовная (сутурная) зона.

В геологическом строении района участвуют комплексы пород от докембрийских до современных включительно. Породы фундамента, относящиеся к нижнему структурно-тектоническому этажу, представлены палеозойским комплексом. Он на месторождении и окружающих территориях изучается подробно, так как является одним из наиболее перспективных объектов разработки.

Скважиной 50 Ханты-Мансийской площади в интервале -3112 – -4003 м вскрыта эффузивная толща условно силурийского возраста, перекрытая терригенно-карбонатными породами девона-раннего карбона. Породы терригенно-карбонатного состава, возраст которых оценивается как палеозойский, вскрыты и на соседних площадях. В пределах исследуемой территории развитие известняков девонско-раннекаменноугольного возраста доказано результатами палеонтологических определений в скважинах 5, 8 и 11. В скважинах 50 и 5101 палеозойский комплекс представлен чистыми, неглинистыми, слабо мраморизованными известняками. В скважине 52 известняки содержат глинистые прослои. С этими образованиями связаны продуктивные залежи в породах фундамента. По данным сейсморазведки предполагаемая мощность палеозойских карбонатных отложений достигает 2 км.

В ряде случаев по породам доюрского комплекса развиты коры выветривания, мощность которых изменяется от первых до десятков метров (в случае формирования линейно-трещинной коры выветривания в зонах разломов). Возраст образований коры выветривания условно датируется как позднепермский-раннетриасовый. Профиль коры выветривания преимущественно каолинистового состава. Подобные образования вскрыты скважиной 51 на глубине -3164 м. Породы палеозойского комплекса складчатого фундамента с угловым несогласием перекрыты раннемезозойскими вулканогенно-осадочными образованиями среднетриасового возраста, развитыми преимущественно в прогибах – грабенообразных впадинах. В пределах Ханты-Мансийского месторождения отложения триаса представлены эффузивно-осадочными породами туринской серии.

Отложения осадочного чехла расчленены на ряд свит – мощных песчано-глинистых толщ морского и континентального генезиса, возраст которых изменяется от раннеюрского до антропогенного. Осадки нижней и частично средней юры представлены континентальными, средней – переходными от континентальных к морским, а верхней – прибрежно-морскими и морскими осадками. Толщина отложений юрского комплекса изменяется от 485 м на западе до 380 м на востоке. Нижне-среднеюрские отложения в исследуемом районе представлены отложениями тюменской и горелой свит, имеющими широкое площадное распространение. С ними связаны пласты ЮК₂₋₄, ЮК₇₋₉, ЮК₁₀₋₁₁. Породы горелой свиты имеют покровный характер, но изменчивую общую толщину, связанную с палеорельефом доюрского фундамента.

Чтобы определить природу происхождения углеводородов в залежах доюрского комплекса на этом участке, представляется необходимым изучить вещественный состав и фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторских толщ, а также подстилающих и покрывающих их пластов, подкрепить анализом органического вещества гипотезы о главном источнике нефтяных углеводородов в структурах фундамента. Это позволит прояснить, в частности, возможность мантийного образования углеводородов нефтяного состава в количестве, достаточном для формирования месторождений.

На Ханты-Мансийском месторождении продуктивность по испытаниям и ГИС доказана в пластах ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂ и отложениях доюрского комплекса. Основным продуктивным объектом является доюрский комплекс. На соседних месторождениях Краснотуринского свода помимо вышеперечисленных объектов нефтеносными являются пласты ЮК₁₀₋₁₁. На изучаемой площади пласты ЮК₁₀₋₁₁ испытаны совместно с доюрским комплексом, и окончательный вывод об их перспективности сделать затруднительно.

В данной работе исследовался керн скважин 50, 51 и 52. Во всех из них в результате совместных испытаний были получены притоки нефти из доюрского комплекса и пласта ЮК₁₀ покрывающих юрских отложений. Дебиты составили первые десятки м³/сут. Притоки были получены из интервалов на глубине более 3100 м. В юрских отложениях только в районе одной из скважин выявлена нефтяная залежь. В результате совместных испытаний баженовской, абалакской и верхней части тюменской свиты (пласты ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂₋₄) в открытом стволе был получен приток безводной нефти.

В образцах керна материала 3-х скважин проведено макро- и микроописание пород, включающее гранулометрию, дана литологическая характеристика продуктивных толщ. Специальных исследований фильтрационно-емкостных свойств пород данных пластов не проводилось, т.к. не было качественного керна. Для трещиноватых пород затруднительно извлекать из скважин необходимые объемы монолитного материала.

Пласты ЮК₁₀₋₁₁, залегающие на доюрском комплексе, по гранулометрическому составу представлены алевритовыми, песчаниками и гравелитами. Все они представляют собой совокупность глинистого, алевритового, песчаного и карбонатного материалов в различных соотношениях. В породах отмечаются интенсивные эпигенетические преобразования, выражающиеся в карбонатизации, растворении (выщелачивании) неустойчивых обломочных зерен (чаще всего плагиоклазов) и новообразовании кварца, реже альбита, а также кристаллизации порового эпигенетического каолинита.

Глинистый разрез между пластами ЮК₁₀ и ЮК₁₁ представлен аргиллитами темно-серыми, слюдястыми, плотными с раковистым изломом, местами с зеркалами скольжения, с тонкими маломощными прослоями угля и включением обугленной органики.

Нижняя пачка пласта ЮК₁₁ представлена глинами, в разной степени битуминозными, иногда углистыми, темно-серыми.

Несмотря на преимущественно кварцевый состав и довольно крупный размер обломочных зерен (до гравелитов) фильтрационно-емкостные свойства рассматриваемых отложений низкие. Этот феномен объясняется плохой сортировкой рассматриваемых осадков, высоким содержанием порового эпигенетического каолинита,

перекристаллизацией кварцевых обломков, приведшей к формированию конформно-регенерационного типа контактов между ними.

Вниз по разрезу присутствуют карбонатные породы. По данным изучения керна они представлены, главным образом, продуктами жизнедеятельности сине-зеленых водорослей, что характерно для палеозойских карбонатов. Особенностью этих пород является наличие в них пустотного пространства, связанного не столько с порами, сколько с трещинами и кавернами, обеспечивающими высокодебитные притоки нефти из этого объекта. Поверхность некоторых трещин, присутствующих в известняках и метасоматитах, покрыта тонкими пленками серосодержащих битумов, что является признаком присутствия в рассматриваемых породах углеводородов. Таким образом, в породах, входящих в состав доюрского комплекса, присутствует трещинный тип емкости, имеющей вторичное (скорее всего тектоногенное) происхождение. Коллекторы относятся к трещинному типу.

Ещё ниже по разрезу (в скв. 50 интервал глубин 3504-4003 м) встречаются другие типы пород, такие как метасоматиты и в различной степени измененные магматические породы среднего состава. Породы плотные, подвергались метасоматозу и последующей гидротермальной проработке, выразившейся в каолинитизации, хлоритизации и в меньшей степени – в серицитизации. Хотя обладают сравнительно высокой открытой пористостью (до 9,5 %), вследствие малого радиуса пор породы не являются эффективными коллекторами, не содержат эффективную межгранулярную или микрокавернозную емкость, а также не являются трещиноватыми.

Таким образом, формирование залежей нефти на рассматриваемом месторождении происходило в карбонатных коллекторах трещинного типа, их образование связано с процессами тектонического дробления и выщелачивания девонских известняков. Выше лежащие осадочные и особенно ниже лежащие магматические толщи обладают очень низкими коллекторскими свойствами. Исследованные 3 скважины Ханты-Мансийского месторождения не вскрыли участки, которые бы подтверждали возможность миграции нефтяных углеводородов в залежи в верхних частях доюрского комплекса из нижних этажей.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы», мероприятие 1.2.2.

Литература

1. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа, 2012. – № 2. – С. 60 – 64.
2. Мочалкина Л.Н., Кузина М.Я. О перспективах нефтегазоносности территории ХМАО-Югры с позиций мобилизма // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: Тринадцатая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2010. – Том 1. – С. 164 – 168.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО РАЗРЕЗАМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

В.М. Наджаф-Кулиева, Л.А. Султанов

Научный руководитель профессор В.Ш. Гурбанов

Азербайджанская государственная нефтяная академия, г. Баку, Азербайджан

Изучены закономерности изменения физических свойств эффузивных и терригенных пород большинства структур Среднекуринской впадины как по латерали, так и по глубине.

По результатам статистической обработки определены формы законов распределения, количественная оценка отдельных параметров и проведено сопоставление физических параметров для отдельных разновидностей пород и стратиграфических подразделений, изучена их выдержанность по региону [1].

Установлено, что в пределах площадей Мурадханлы, Джарлы, Сор-Сор по физическим параметрам хорошо коррелируются туфобрекчии порфиритов верхнего мела. Известняки верхнего мела отличаются выдержанностью физических параметров в пределах всей скважины.

Порфириты верхнего мела по значениям плотности, пористости и магнитной восприимчивости подразделены на три группы.

Установлено резкое отличие плотности порфиритов Саатлинской площади от таковых Мурадханлинской, что, по-видимому, связано с большими вторичными изменениями в вещественном составе пород Мурадханлинских порфиритов.

Установлено, что эпигенез и гипергенез сильно влияют на физические свойства пород в разрезе. Нефтеносными коллекторами в эффузивных образованиях являются породы, сильно подвергнутые явлению гипергенеза [2].

Установлены парные зависимости между физическими параметрами для отдельных разновидностей пород, зависимости между физическими свойствами и вещественным составом, показывающим близость их к линейному с высокой теснотой связи.

Литература

1. Дортман Н.Б. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. – М.: Недра, 1976. – С. 527
2. Салехли Т.М., Султанов Л.А. Закономерности изменения физических свойств пород по разрезам геологических структур Средне-Куринской впадины // Республиканская научно-техническая конференция по геологии и разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. – Баку, 1982. – 163 с.

АНАЛИЗ ДАННЫХ РТУТНОЙ ПОРОМЕТРИИ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ИЗ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Д.В. Назаров, Т.М. Тепляшин

Научный руководитель профессор В.М. Киселев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов существенным образом зависят от литолого-фациальной обстановки их формирования [1]. В частности, такие важные характеристики порового пространства как коэффициенты пористости и проницаемости должны определяться особенностями стадийного литогенеза – условиями осадконакопления, диагенетическими и катагенетическими преобразованиями исходной осадочной породы. Определенную информацию об этих процессах можно получить из анализа данных специальных лабораторных исследований образцов горных пород. К числу таких специальных лабораторных методов относится ртутная порометрия [2].

Ртутная порометрия основана на постепенном нагнетании ртути в образец, из которого предварительно откачан воздух. В результате эксперимента получают зависимость давления от насыщенности образца ртутью (кривую капиллярного давления – ККД), которая затем пересчитывается в гистограмму распределения пор по их радиусам. Этот пересчет основан на модели среды в виде пучка параллельных цилиндрических капилляров, что накладывает определенные ограничения на информативность этого метода исследования порового пространства. В частности, невозможно учесть изолированные поры.

Кроме того, исследования с ртутью требуют строжайшего соблюдения техники безопасности и являются более дорогостоящими в сравнении с обычной капиллярметрией.

Главным же достоинством ртутной порометрии является то, что ртуть практически инертна к поверхности порового пространства и способна проникать в те поры, в которые не проникает вода из-за противодействия сил поверхностного натяжения.

В настоящей работе проанализированы данные ртутной порометрии, полученные на 120 образцах керна, отобранных из нефтегазонасного терригенного горизонта венда Непско-Богуобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазонасной провинции Сибирской платформы. Проблема извлечения углеводородов из этого горизонта связана с его сложным петрофизическим строением. Задача исследования заключалась в выявлении статистических закономерностей в распределении пор по размерам и связи этих распределений с ФЕС образцов.

На всех образцах керна помимо записи и обработки ККД, в результате которой получены гистограммы распределения пор по их радиусам, также выполнены измерения коэффициентов пористости ($K_{П}$) и проницаемости ($K_{ПР}$). Результат сопоставления $K_{П}$ и $K_{ПР}$ представлен на рис.1, из которого видно, что во всем диапазоне изменений $K_{П}$ и $K_{ПР}$ статистическая связь между ними не очень тесная.

Одним и тем же значениям пористости отвечают значения проницаемости, различающиеся на три порядка, что свидетельствует о сложном литологическом строении рассматриваемого терригенного коллектора, в котором на формирование порового пространства существенное влияние могли оказать вторичные процессы.

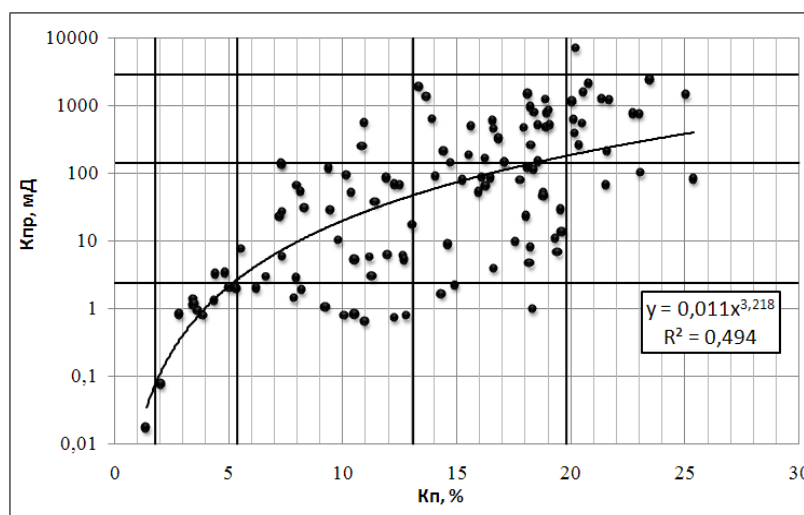


Рис. 1. Связь коэффициентов пористости ($K_{П}$) и проницаемости ($K_{ПР}$)

Были построены зависимости $K_{П}$ и $K_{ПР}$ от величины средневзвешенного радиуса пор

$$R_{\text{ср}} = \frac{\sum R_i \varphi_i}{\sum \varphi_i}, \quad (1)$$

где φ_i – значения инкрементной пористости. Анализ этих зависимостей показал, что весь массив данных $K_{П}$ и $K_{ПР}$ по 120 образцам можно разбить на 20 областей, внутри которых имеют место подобные распределения пор по радиусам. Границы этих областей на рис.1 показаны горизонтальными и вертикальными

линиями и соответствуют следующим интервалам: по K_{II} (%) – 0–2,5; 2,5–6; 6–13,5; 13,5–20; 20–30; по K_{III} (мД) – 0–2,5; 2,5–158; 158–3000; 3000–10000.

На основе выполненной таким образом кластеризации образцов были построены 12 обобщенных распределений пор по размерам в виде зависимостей инкрементной пористости от радиуса пор. 8 кластеров, как можно видеть из рис.1, являются пустыми. Как оказалось среди полученных функций распределений имеют место и одномодальные, и бимодальные, и полимодальные распределения. Одномодальные распределения характерны для значений $K_{III} < 2,5$ мД и практически для всех значений пористости. Для высоких значений одновременно пористости и проницаемости характерны полимодальные распределения.

Была выдвинута гипотеза о том, что функции плотности распределений каждой моды подчиняются логнормальному закону вида

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot x\sigma} \cdot e^{-\frac{(\ln x - \bar{a})^2}{2\sigma^2}}, \quad (1)$$

где x – случайная величина (инкрементная пористость), \bar{a} и σ – математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение $\ln x$. Параметры функций плотности распределения для каждой моды подбирались так, чтобы сумма функций распределений обеспечивала наилучшее согласие с эмпирическими данными.

На рис.2 в качестве примера представлен результат аппроксимации эмпирического бимодального распределения пор по размерам для кластера с $K_{II} \in (2,5 - 6)\%$ и $K_{III} \in (2,5 - 158)$ мД. Коэффициент достоверности аппроксимации равен 0,63.

В результате выполненного анализа данных ртутной порометрии и фильтрационно-емкостных характеристик образцов керн из продуктивного, сложно построенного терригенного коллектора одного из месторождений Восточной Сибири выявлено следующее:

- статистическая связь между пористостью и проницаемостью низкая;
- по виду функций распределения пор по их радиусам, выявленных в результате обработки кривых капиллярного давления, все рассмотренные образцы можно разделить на 12 групп (кластеров);
- функции распределения пор по их радиусам в общем случае имеют полимодальный характер;
- каждую моду распределения можно описать логнормальной функцией распределения;
- дополнительные моды могут быть связаны как с вторичными геохимическими процессами, так и с условиями седиментации в процессе формирования породы.

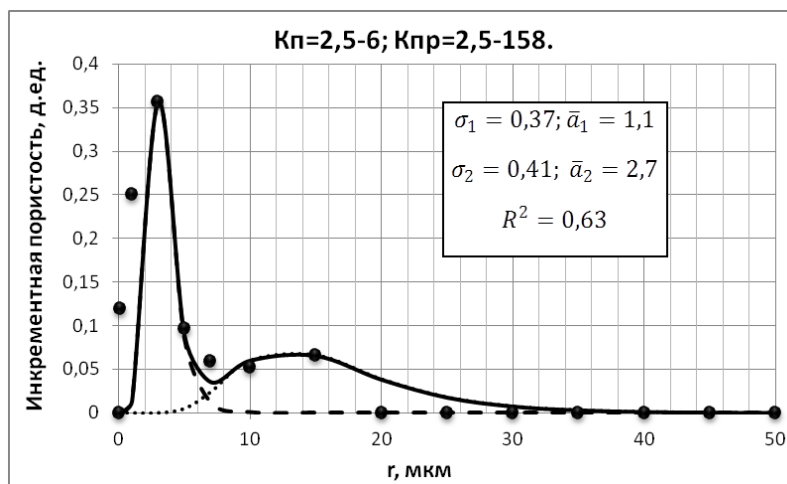


Рис. 2. Зависимость инкрементной пористости от радиуса пор (заливные точки) и кривая, аппроксимирующая бимодальное логнормальное распределение (сплошная линия). Пунктирные линии – функции распределения каждой моды

Полученные в работе результаты могут быть использованы на ранних стадиях разведки нефтегазового месторождения, на стадии построения фациальной модели. Если каждая мода функции распределения пор по их радиусам отвечает определенной литолого-фациальной обстановке формирования коллектора, то на основе фациальной модели месторождения можно предсказывать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Литература

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УТГГА, 2003. – 147 с.
2. Giesche H. Mercury Porosimetry: a General (Practical) Overview // Part. Part. Syst. Charact. – 2006. – V. 23. – P. 1–11.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАЛЕОТЕКТОНИКИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ «ДРАКОН» (ВЬЕТНАМ)**

Нгуен Минь Хоа

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что нефтегазоносность территории зависит от характера проявления тектонических процессов, обуславливающего формирование нефтегазоносных комплексов и зон нефтегазонакопления.

По состоянию на 01.01.2007 г на месторождении Дракон промышленная залежь нефти выявлена в вулканогенно-магматогенных породах фундамента. Осадочный комплекс представлен отложениями нижнего миоцена и верхнего олигоцена. Породы нижнего олигоцена не прослеживаются в пределах участка Дракон. Комплекс развивается в сторону погружения кровли фундамента за пределами площади. Данные бурения, ГИС, лабораторные исследования керн указывают на низкие перспективы нефтегазоносности терригенного разреза [1]. В результате, отложения нижнего миоцена и олигоцена не испытывались.

Покрышкой являются глинистые отложения олигоцена, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на эродированной поверхности фундамента. В разрезе осадочного комплекса пород на месторождении не выявлены залежи нефти и газа. Но перспективы нефте-газоносности песчаных пластов олигоцена окончательно не оценены, т. к. поисково-оценочные работы проводятся только в вулканогенно-магматогенных породах фундамента. По одной из гипотез, месторождение Дракон, приуроченное к породам фундамента, сформировано в результате миграции УВ с больших глубин по зонам наилучших коллекторов, а именно по дизъюнктивным нарушениям. Об этом свидетельствуют фонтаны нефти с глубин 4000 м (условный ВНК принят на а. о. -2950 м) и отсутствие подошвенной воды на месторождении ЮВД. Получается, что высота залежи УВ (в зоне сочленения с осадочным комплексом) превышает мощность осадочного чехла.

Для объяснения факта существования нефти в породах фундамента, согласно гипотезе органического происхождения нефти и газа при большом пластовом давлении в нефтематеринских отложениях, возможна из них миграция нефти (выдавливание может происходить вниз).

Смежные с Юго-Восточным Драконом (ЮВД) прогибы характеризуются погружением кровли фундамента и наращиванием мощности отложений терригенного комплекса, что может служить предположением об увеличении в разрезе пластов песчаников. Однако учитывая ряд геологических факторов, анализ геофизического материала по скважинам из прилегающих к месторождению участков, можно сказать, что, как правило, песчаники данного разреза из-за увеличений депрессий на пласты имеют пониженные фильтрационно-емкостные свойства, или являются неколлекторами. Вышеуказанные характеристики осадочных пород данного района представлены в схемах корреляционных разрезов скважин участка ЮВД [3].

Залежь нефти, выявленная в фундаменте, является массивной. Строение ее контролируется морфологией кровли ловушки, объемом и структурой проницаемой части пород, гипсометрическим положением условного водонефтяного контакта (ВНК усл. а.о. -2950 м).

Массивный тип залежи и приуроченность зоны повышенной трещиноватости к верхней части разреза фундамента создают благоприятные предпосылки для получения высокодебитных притоков нефти по всей площади залежи, в т.ч. в периферийных частях структуры вблизи УВНК, что подтверждается результатами испытания скважины R-201 [2].

На рис. 1 приведено схематическое изображение изменения тектонических движений во времени (от олигоцена до плиоцена) на площади месторождения ЮВД [2]. В олигоцене (в свите Чатан) мощность резко изменяется с ЮЗ на СВ, здесь разная мощность осадков свиты от 274 до 766 м (рис. 1).

И на структурной карте (рис. 2) отмечены многочисленные дизъюнктивные нарушения, которые свидетельствуют о неравномерном тектоническом режиме на территории исследования.

На палеопрофиле (рис. 1) видно, что западный блок в олигоцене (свита Чатан) подвергался более интенсивному прогибанию, чем северо-восточный. В плиоцене тектонический режим повсеместно стабилизировался, то есть наблюдается равномерное прогибание территории исследования, о чем свидетельствует одинаковая (603 м) мощность осадков свиты Бьендонг (плиоцен).

При исследовании палеотектонических факторов было выявлено, что в целом структура осадочных пород не меняла морфологию в течение от Чатана до Бьендонга (олигоцен-плиоцен), значит, существовал спокойный тектонический режим, благоприятный для миграции флюидов и заполнения ловушки УВ.

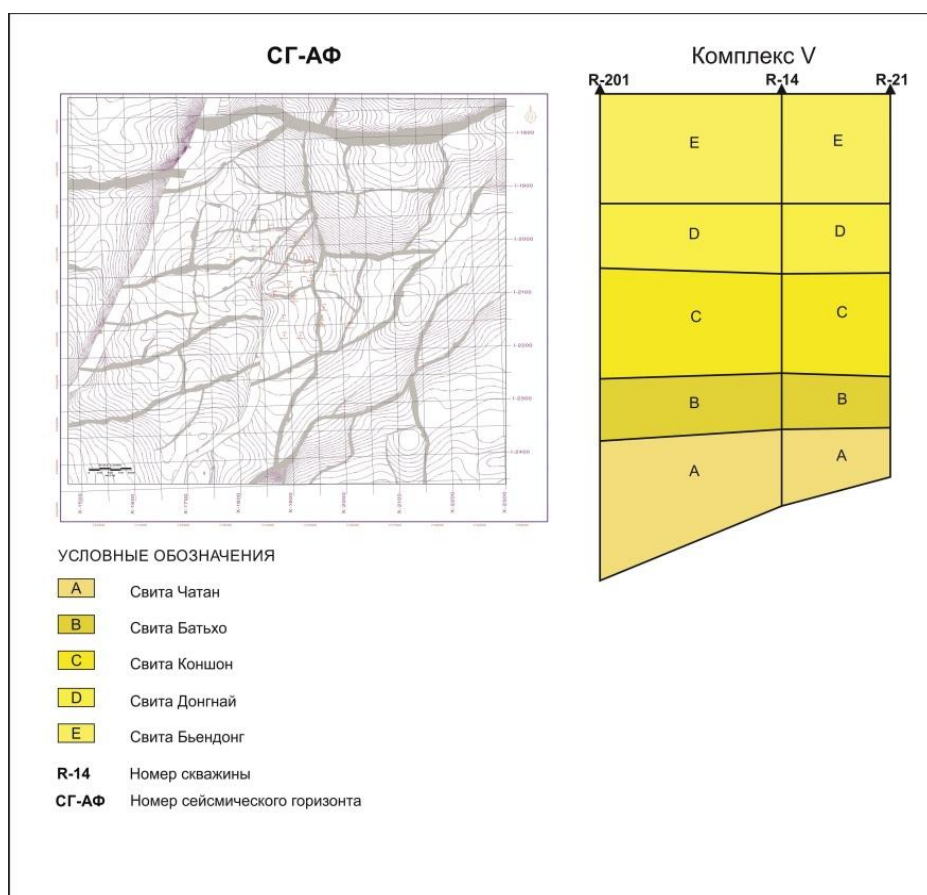


Рис. 1. Палеотектонический профиль по скважинам R201-R14-R21 месторождения ЮВД

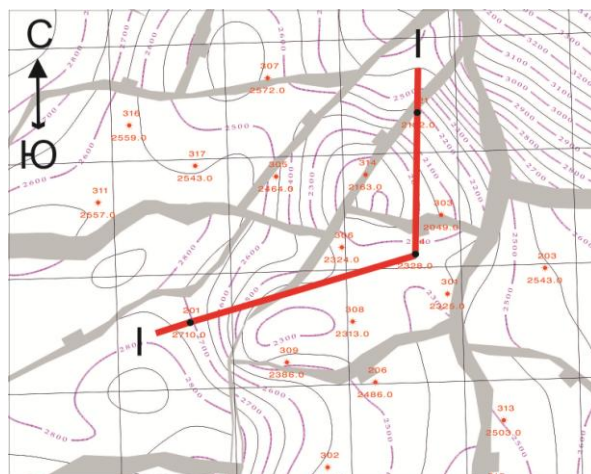


Рис. 2. Схема профиля по скважинам R201-R14-R21 месторождения ЮВД

Литература

1. Донг Ч.Л., Плынина А.В. Особенности построения гидродинамической модели залежи фундамента месторождения Дракон // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 5. – С. 26 – 30.
2. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра. – 80 с.
3. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – М., 2005. –153 с.

**УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ЭФФУЗИВНЫХ
ПОРОДАХ, ВМЕЩАЮЩИХ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ДРАКОН»
(ВЬЕТНАМ)**

Нгуен Минь Хоа

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Дракон – одно из крупнейших нефтяных месторождений на юге Вьетнама – шельфе Южно-Китайского моря, в пределах Меконгской впадины разрабатывается СП «Вьетсовпетро». Первый промышленный приток нефти на месторождении получен в 1985 г. На 01.01.06 г. на нем пробурена 21 скважина. Нефть обнаружена в нижнемиоценовых, верхнеолигоценных отложениях, а также в породах фундамента до третичного возраста. Вскрытая бурением часть разреза фундамента представлена гранитами и гранодиоритами [1].

Месторождение Дракон приурочено к антиклинальной структуре, расположенной на Юго-Восточном борту Меконгской впадины (рис. 1).

К юго-востоку от центральной, наиболее поднятой части площади Дракон, установлен локальный выступ фундамента, отделенный от основного поднятия глубокими прогибами и названный участком Дракон, который по размерам можно отнести к тектоническим структурам IV порядка.

Депрессионные зоны, ограничивающие со всех сторон территорию месторождения Дракон, создают благоприятные тектонические условия для формирования структурной ловушки, в которую из погруженных зон мигрируют углеводороды вверх по восстанию слоев. Важными элементами тектонического строения Дракон являются дизъюнктивные нарушения. Согласно результатам интерпретации материалов сейсморазведки 3Д, в пределах замкнутого контура структуры и вблизи него, по кровле фундамента прослеживаются разломы трех направлений простирания: северо-восточного, субширотного и субмеридионального, которые создают сложную картину разбитости структуры.

Показательно, что от наиболее приподнятой части структуры нарушения радиально расходятся в северном, западном, юго-западном и юго-восточном направлениях. Амплитуда самого западного нарушения – взброс, расположенного за контуром участка Дракон, достигает 850 м. Внутри структуры амплитуда нарушений не превышает 500 м, и при высоте залежи 1200 м влияние нарушений на ее строение ограничено и, скорее всего, сводится к увеличению трещиноватости разреза вблизи разломов. Вверх по разрезу в нижнем миоцене уже наблюдается затухание тектонических нарушений. Это хорошо видно на рисунке 2.

По схожести структурных планов, степени вторичной изменчивости пород (катагенез) и характеру магматогенных образований в разрезе участка Дракон можно выделить 3 структурных этажа: докайнозойский фундамент, промежуточный (олигоценный) комплекс и платформенный (миоцен-четвертичный) чехол. Структурные этажи отделены друг от друга угловыми и стратиграфическими несогласиями (отражающий сейсмический горизонт СГ-АФ).

Современное строение кровли кристаллического фундамента отражает СГ-АФ. Кристаллический фундамент включает в себя вулканогенно-магматогенные образования, залегающие ниже СГ-АФ.

Массивная залежь нефти на участке ЮВД выявлена в породах фундамента, в связи с чем, основные параметры структуры проводятся по кровле сейсмического горизонта АФ, а также по СГ-10 в олигоцене. По кровле фундамента участок Юго-Восточный Дракон представляет собой сложно построенную структуру, замкнутый контур которой фиксируется изогипсой -2925 м. В пределах этого контура выделяются три локальных блока: Краевой, Центральный и Восточный [3].

По кровле фундамента участок Юго-Восточный Дракон представляет собой сложно построенную структуру, замкнутый контур которой фиксируется изогипсой -2925 м. В пределах этого контура выделяются три локальных блока: Краевой, Центральный и Восточный. Для всей юго-восточной Азии в позднемиоценовое-эоценовое время характерно преобладание процессов сжатия и инверсии, тектонические движения положительного знака и заметная активизация эффузивного магматизма [2].

В позднемиоценовое-палеоценовое время завершается мезозойский цикл тектогенеза и формируется единая складчатая область мезозойд на территории Индокитая, Таиланда, Бирмы и др. Происходит формирование мощных интрузивных тел гранитоидного состава, активно участвовавших в тектонофизических процессах.

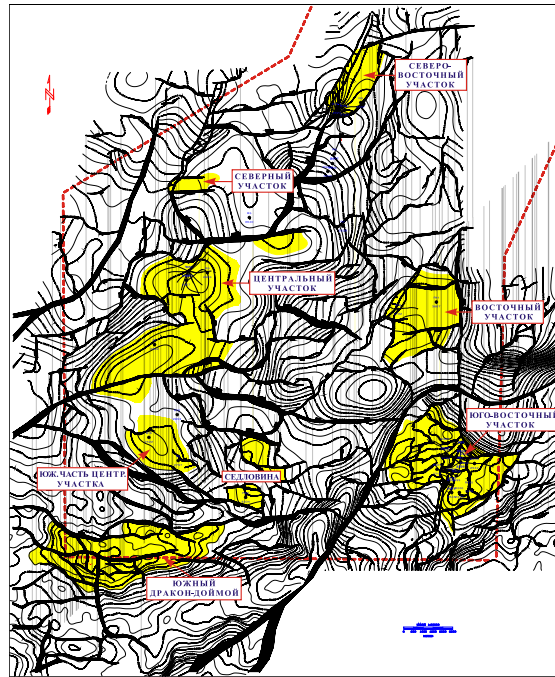


Рис. 1. Схема тектоники месторождения Дракон

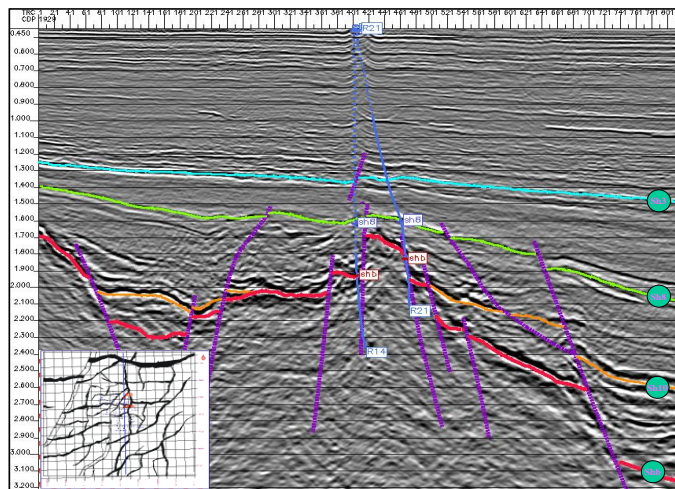


Рис. 2. Сейсмический разрез через скважины R-14 – 21

Таблица

Основные параметры структуры участка юго-восточный дракон

Сейсмические горизонты	Последняя замкнутая изогипса, м (а. о.)	Амплитуда, м	Размеры, км
СГ-АФ	-2925	1200	6 x 4
СГ-10	-2700	400	1,5 x 2,0

Длительный период (от позднего мела до позднего олигоцена) нахождения выступа фундамента участка Юго-Восточный Дракон в континентальных условиях явился благоприятным для формирования пустотного пространства, особенно в зонах дизъюнктивных нарушений, где наблюдается наибольшее скопление УВ.

Литература

1. Донг Ч.Л., Плынина А.В. Особенности построения гидродинамической модели залежи фундамента месторождения Дракон // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 5. – С. 26 – 30.
2. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. – М., 2005. – С. 243
3. Характер пустотности и состава пород нефтесодержащего фундамента шельфа Южного Вьетнама / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.В. и др. // Нефтяное хозяйство, 1996. – № 8. – С. 27 – 29.

ВЫЯВЛЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА БАЗЕ ПОЛЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ БЛОКА «ЛАЛИ» (ПРОВИНЦИЯ ДЕЗФУЛ, ИРАН)

А.А. Нехаев

Научный руководитель научный сотрудник В.Н. Макаревич

Общество с ограниченной ответственностью «ГеоПрогноз», г. Санкт-Петербург, Россия

Представления о строении рассматриваемого региона выполнены на основании изучения литературных источников, а также данных предыдущих и авторских исследований [1, 2, 5, 3, 7, 4, 6, 8].

Блок Лали расположен в пределах складчато-надвиговой системы Загроса в провинции Дезфул Имбеймент, Иран (рис. 1). Южная часть относится к Предзагроскому передовому (краевому) прогибу называемому также Месопотамским. В геодинамическом аспекте район расположен на пассивной окраине Аравийской плиты. Осадочный комплекс состоит из палеозойско-мезозойского пассивно-окраинного комплекса формаций и кайнозойского орогенного комплекса краевого прогиба. Орогенный комплекс представлен триадой: флиш, нижняя и верхняя молассы. В северной части блока конвергентный флиш имеет поздне меловой возраст и содержит обломки радиоляритов северо-восточного сноса.

Тектонические критерии нефтегазоносности района блока весьма благоприятные. Здесь развиты крупные принадвиговые брахи- и линейные складки больших размеров, сложенные пассивно-окраинным и орогенным формационными комплексами. Геодинамическая эволюция района сформировала две группы объектов для оценки перспектив нефтегазоносности.

Литолого-тектонические критерии. При образовании складок сильно литифицированные известняки свиты асмари местами послойно брекчированы по напластованию. В таких зонах присутствует вторичная открытая пористость и кавернозность, частично заполненная кальцитом. В сводах складок процесс послойного брекчирования приводит к дополнительной вторичной (тектонической) пористости известняков. При послойном перемещении пластов системы трещин в них смещаются. Часто они не совпадают даже в тонких слоях. Как следствие, сквозных зон диаклавов не наблюдается и их разгерметизирующая залежи роль уменьшается.

Большое (от 2 до 10 раз) изменение толщины свиты гачсаран в крест простирания структур, объясняется меланжированием пород и их дуплексированием с хаотическим субпослойным перемещением. По простиранию толщина меланжированной свиты гачсаран также достаточно изменяется, но уже за счет сдвиговой составляющей в надвигах. Этим же объясняется ундуляция шарниров крупных складок по простиранию Загроса. Ундуляция формирует поперечные поднятия и опускания в группах складок без поперечных разрывов.

Породы свиты гачсаран повсеместно аномально дислоцированы. Часто они являются не осадочным, а уже тектоническим комплексом смешанных пород – меланжем. Прослои известняков и ангидритов дезинтегрированы в отдельные кластолиты размерами до первых десятков метров. Ангидриты почти повсеместно имеют характерную «петельчатую» структуру с проявлением будинажа и дискордантными и интенсивными до изоклинальных складками.

Положение кластолитов хаотическое, хотя местами сохраняются крупные глыбы с осадочной текстурой. Матрикс или полностью дезинтегрирован, или сохраняет обрывки мелких складок. Независимо от положения в макроструктуре, мелкие складки обычно имеют юго-западную вергентность. Локально присутствуют ретро надвиги северо-восточной вергентности и хаотическое положение дислокаций. В современном, очень контрастном рельефе, в зоне выхода меланжированной свиты гачсаран, почти отсутствуют крупные оползневые структуры.

При геологической съемке района блока Лали меланжи ранее не выделялись и не картировались, что вело к недопониманию надвиговой структуры региона и роли послойных срывов. Микститы достаточно четко дешифрируются по космоснимкам характерным типом рельефа, связанного с хаотическим положением кластолитов.

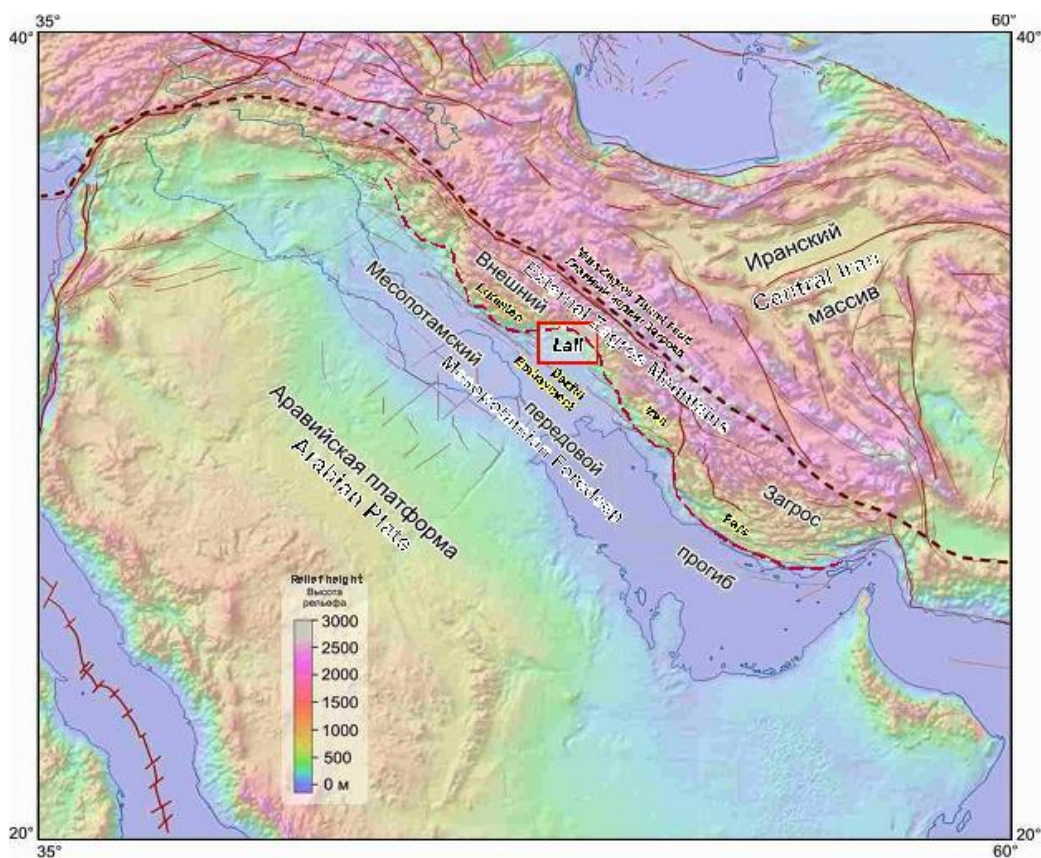


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

Для правильного понимания геологического строения при картировании по нему следует разделять дислоцированные отложения свиты гачсаран и меланжа. Это весьма важно и для правильной интерпретации структур на глубине. На сейсмопрофилях меланж выделяется зоной отсутствия отражений осадочного типа. Вследствие слабой литификации глин, солей и ангидритов, флюидоупорные свойства меланжа, по-видимому, сохраняются. Залегаящий ниже комплекс известняков асмари, наоборот, может увеличивать пористость за счет послынного тектонического брекчирования, особенно в сводах антиклиналей.

Структурные критерии. Антиклинальные ловушки района созданы не гравитационным оползанием, а высокоамплитудными пологими эндогенными надвигами. В структурах проявлены как послынные срывы по некомпетентным толщам, так и секущие напластования надвиги, закономерно расположенные на юго-западных крыльях антиклиналей. В автохтонах предполагаются антиклинальные и тектонически экранированные залежи.

Новая интерпретация существенно увеличивает перспективность широкой полосы вдоль передовых складок Загроса в поднадвиговых структурах с покровшкой из меланжированного гачсарана. О значительной амплитуде выявленного надвига свидетельствует несоответствие простирания структур в аллохтоне и автохтоне по данным дешифрирования космических материалов. Особенно четко это видно на юго-восточной периклинали. Надвиг Гурпи активен в настоящее время. Его зона четко выражена в рельефе и прослеживается на расстоянии около 100 км, что было показано автром еще при предварительном дешифрировании.

Важность выделения надвига Гурпи заключается в принципиально иной оценке нефтегазоносности этой зоны. При предшествующей интерпретации, широкая 15-километровая полоса моноклиналиного залегания была бесперспективной для поисков углеводородов. В новом понимании она считается одной из наиболее структуроносных при выявлении перспективных поднадвиговых антиклиналей и тектонически экранированных залежей. В подобных ловушках разных складчато-надвиговых областей мира известно много месторождений.

Однако проведение сейсморазведочных работ здесь осложняется горным рельефом и плохими дорогами, пересекающими складку. Как выход из положения, можно рекомендовать продление к северо-востоку сейсмопрофилей по долинам рек и сложным дорогам, пересекающим антиклиналь Гурпи-Пабдех до присводовой части и северо-восточного крыла с последующим пересчетом извилистого профиля на прямолинейный и его интерпретацию. Отрицательный результат бурения скважины GU-1, по мнению автора, связан с недопониманием строения структуры на глубине и остановки бурения в аллохтоне до зоны поднадвига.

В пределах внутренней зоны краевого прогиба из-за высокоамплитудного послынного срыва по свите гачсаран, структурные планы приповерхностного неогенового и ниже залегающего комплексов сильно отличаются. Учитывая крутые углы наклонов крыльев складок, для создания сбалансированных разрезов

необходимо составление глубинных сейсмопрофилей с одинаковым вертикальным и горизонтальным масштабами.

Литература

1. Макаревич В.Н., Нехаев А.А. Литолого-стратиграфические особенности и палеогеографические условия седиментации осадочного чехла провинции Dezful (Иран) // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. – Т. 7. – № 3. – 9 с.
2. Нехаев А.А. Тектоническое строение и геодинамическая модель формирования центральной части Месопотамского мегапрогиба провинции Дезфул // Разведка и охрана недр, 2013 – № 1. – С. 28 – 33.
3. Berberian M. Active faulting and tectonics of Iran. In: Gupta, H. K., and Deiany, F.M., (eds.) Zagros-Hindu Kush – Himalaya geodynamic evolution. American Geophysics Union, Geodynamics 3, 1981. – С. 33 – 69.
4. Berberian M. Master "blind" thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics. – Tectonophysics, 1995. – С. 193 – 224.
5. Detachment folding in the Central and Eastern Zagros Fold-belt (Iran): salt mobility, multiple detachments and late basement control / Sherhati S., Molinaro M., Frizon de Lamotte D., Letouzey J. // Journal of Structural Geology, 2005. – 98 p.
6. Gill, W.D., & Ala M.A. Sedimentology of Gachsaran Formation (Lower Fars series), Southwest Iran. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1972. – № 56 (10). – С. 1965 – 1974.
7. Kinematic evolution of the Tethys belt from the Atlantic Ocean to the Pamirs since the Triassic / Savostin L.A., Sibuet J.C., Zonenshain L.P., Le Pichon X. & Roulet M.J. // Tectonophysics, 1986. – P. 1 – 35.
8. Sepehr M., Cosgrove J.W. Structural framework of the Zagros Fold-Thrust Belt, Iran. Marine and Petroleum Geology, 2004. – P. 829 – 843.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА DIV ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЫ МЕТОДОМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПАЛЕТОК ФЛЮИДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Л.А. Николаева

Научный руководитель доцент А.А. Коновалова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Работа сделана в рамках проведения литолого-фациальных исследований керна и шлама, пласта DIV воробьевского горизонта гусихинской структуры. Гусихинская структура расположена в южной части Самарской области на территории Большечерниговского административного района. В структурно-тектоническом плане данный участок расположен на юго-западном борту Бузулукской впадины и приурочен к Камелик-Чаганской зоне дислокаций Иргизско-Рубежинского мегапрогиба.

По данным литолого-фациального анализа каменного материала нами выделен интервал в разрезе, представляющий собой кору выветривания кварцевого песчаника – зону перерыва осадконакопления, стратиграфическую границу, ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Замечено, что выше этого интервала расположена зона интенсивной перекристаллизации песчаника, в отдельных интервалах развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости, путями миграции для флюидов, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания. Несмотря на сильную детализацию исследований (описано 150 проб керна из 33,6 м проходки), насыщение пород остается до сих пор неопределенным.

Переинтерпретация данных ГИС однозначного ответа о составе флюида и его наличии или отсутствии в пласте не дала, служба геолого-технологических исследований, ссылаясь на заражение раствора нефтью, введенной для ликвидации аварии, сложила с себя полномочия решить поставленную задачу. Традиционно определение типа насыщения пород производится геологом станции ГТИ на скважине по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек, а также по прямой люминесценции шлама и керна. Оценка результатов производится методикой Фроловской. В данном случае геолог станции ГТИ оценить насыщение не мог в силу того, что все без исключения литологические разности пород светились одинаковым зеленовато-желтым цветом (включая заведомо непродуктивные аргиллиты).

При отборе керна для литолого-фациальных исследований никаких визуально замеченных признаков нефтегазонасыщения пород замечено не было. Кварцевые сливные песчаники – единственно возможные продуктивные породы слагающие разрез, имели визуально вид совершенно непроницаемых пород. Они массивные, плотные, крепкие, трудно разрушаются, при ударе молотком из них вылетают электрические искры.

Однако, после поинтервальной промывки керна горячей водой, отдельные образцы приобрели характерный резкий запах, характерный для газоконденсата, который быстро улетучивался и возобновлялся при повторном прогреве образцов. Под люминесцентной лампой отмечается неравномерное оранжево-желтое, иногда с зеленоватым оттенком свечение образцов керна. Оно характерно для периферийных участков образцов, сколов и трещин, реже приурочено к зонам перекристаллизации песчаника. Центральные участки керна, как правило, не люминесцируют даже после прогрева образцов.

Нами была предпринята попытка анализа соотношения газов, полученных путем дегазации промысловой жидкости в процессе бурения в те временные интервалы, запись которых на электронные носители производилась, когда влияние введенной нефти в раствор было минимальным (это удалось сделать для двух стволов скважины). Построены диаграммы Пикслера для добавленной нефти и отдельно для всех прочих интервалов, особенно тех, в которых регистрировался газ, попадающий в раствор при разбуривании керна. Интерпретация палеток флюидных коэффициентов (диаграммы Пикслера) дала следующие результаты.

Аномалия первая (рис. 1) расположена незадолго до вскрытия предположительно продуктивного интервала.

Литологически покрывка представлена алевролитом темно-серого до черного цвета, мелкозернистым мономинеральным кварцевым на базальном кремнистом цементе, со слабой степенью окатанности и хорошей сортировкой обломков. Порода крепкая плотная. Анализ соотношений углеводородных газов показывает, что интервал насыщен продуктивным газом. Значение соотношения метана к этану находится в области распространения газа на диаграмме, полностью положительный наклон кривой распределения показывает, что газ продуктивный, этот же наклон говорит о хорошей проницаемости анализируемых пород.

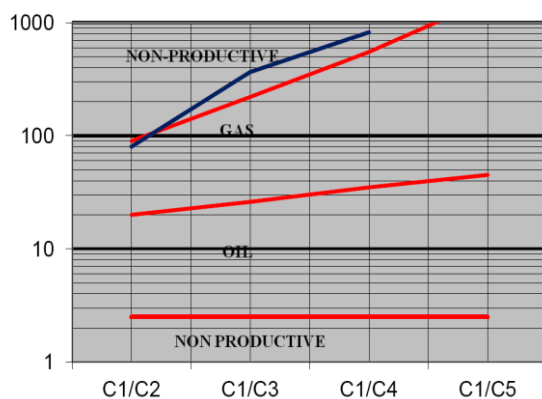


Рис. 1. Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия «покрывки»

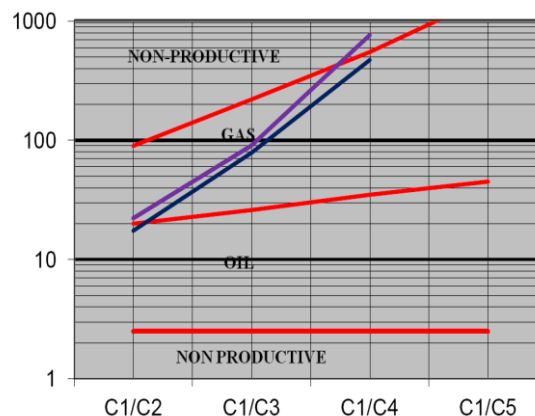


Рис. 2. Распределение флюидных коэффициентов при проходке продуктивной части пласта

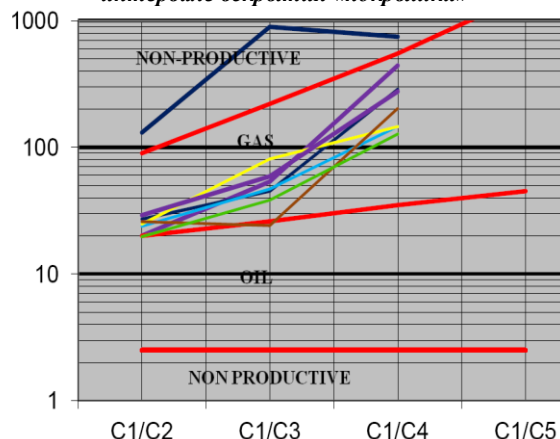


Рис. 3. Общие тенденции в распределении флюидных коэффициентов для всех анализируемых интервалов

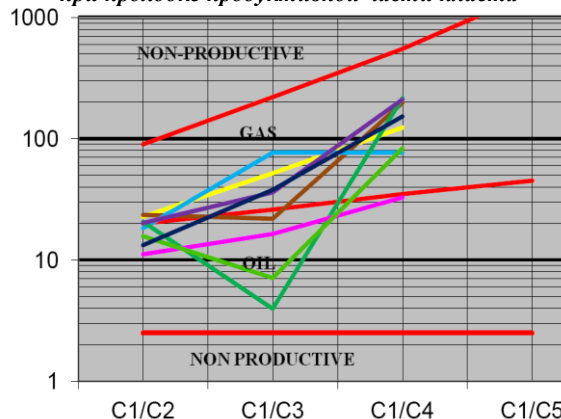


Рис. 4. Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия зоны водонефтяного контакта

Незадолго до вскрытия прикровельной части пласта наклон линий показывал отрицательные тенденции, точка соотношения метана к этану располагалась в области непродуктивного газа (верхняя кривая графика на рис. 3 показывает общие тенденции 10-метровой зоны, до вскрытия пласта представленной аргиллитом черным, известковистым, плотным, крепким, местами аргиллитом черным, хрупким, тонкослоистым). В зонах сильного заражения буровым раствором, введенной для ликвидации аварии нефтью, анализ соотношений углеводородных газов показывал насыщение пород нефтью, но вмещающие породы характеризовались плохой проницаемостью.

Аномалия вторая (рис. 2) отмечается напротив одного из интервалов из продуктивной части пласта. Следует отметить, что пласт достаточно однороден по своему строению, данные люминесцентно-битуминологического анализа показывают, что насыщение газоконденсатом отчетливо приурочено к зонам повышенной трещиноватости и перекристаллизации породы. Описываемый интервал представлен песчаником кварцевым мелкозернистым хорошей степени сортировки и окатанности на кремнистом порово-базальном цементе. Порода крепкая, плотная. Отмечаются субвертикальные редкие трещины, вдоль которых порода покрашена в бурый цвет. К низу интервала песчаник становится крупнозернистым слабоокатанным, слабосортированным, более проницаемым. Степень цементации слабая и средняя, тип цемента поровый, состав кремнистый.

Крупнозернистый песчаник переслаивается с алевролитистым аргиллитом темного цвета. Текстура породы к низу интервала становится горизонтально слоистой. Под люминесцентной лампой отмечается оранжево-желтое пятнистое свечение песчаника. Точка соотношения метана к этану, показывающая на палетках флюидных коэффициентов (диаграммах Пикслера) тип флюида: газ, нефть или газоконденсат, в данном случае

показывает насыщение породы газоконденсатом. Положительный наклон линий в целом, свидетельствует о том, что вмещающие породы характеризуются хорошей проницаемостью и отсутствием воды.

Аномалия 4 (рис. 4) отмечается напротив алевролитов, расположенных ниже коры выветривания, определенных по данным литолого-фациального анализа.

Алевролит этой зоны крупнозернистый светло-серый кварцевый на кремнистом цементе порово-базального типа, средней и плохой степени сортировки и окатанности, песчанистый, с пропластками каменного угля черного с антрацитовым блеском (цвет черты коричневый), мелко распыленного в глинистом веществе. Текстура породы волнисто-слоистая, линзовидная. Общая тенденция отрицательного наклона кривых в этом интервале показывает слабую проницаемость и обводненность данного интервала.

Точки соотношения метана к этану во всех (!) случаях показывают насыщение пород газоконденсатом.

Аномалия 3 (рис. 3) показывает общие тенденции распределения кривых по продуктивным интервалам. Всего проанализировано около 80 аномалий в трех стволах скважины номер один Гусихинской площади.

Интерпретация палеток флюидных коэффициентов (диаграммы Пикслера) не может использоваться в качестве дешевой альтернативы испытателю пластов, их целесообразно использовать совместно с прочими данными, традиционно используемыми интерпретаторами для определения насыщения пород.

В данном случае, полученные результаты не противоречат первоначальному предположению насыщения газоконденсатом продуктивной части пласта DIV воробьевского горизонта.

Окончательный же анализ и оценка выделенной потенциально-продуктивной зоны должен проводиться, в том числе и с учетом данных литолого-фациальных исследований, поскольку они показывают неравномерность распределения продуктивных зон в пределах пласта, наличие частых плохо проницаемых пропластков.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАПАДНОЙ (ПРИСАХАЛИНСКОЙ) ЧАСТИ ОХОТСКОГО МОРЯ

О.В. Пеньковская

Научный руководитель профессор Т.К. Злобин

Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск, Россия

Для оценки перспективы поисков нефти и газа существенное значение имеют геофизические исследования и, прежде всего, сейсмические. Сейсморазведка позволяет решить прямую задачу и непосредственно построить структурные карты и глубинные разрезы, выделить на них продуктивные слои и горизонты, даже оценить их на прямые поиски нефти и газа. Естественно, для этого большое значение помимо сейсморазведки имеют гравиметрические исследования, примером чего являются работы в Сахалинском регионе В.И. Исаева и др. [2]. Однако гравиметрические работы, как правило, опираются на данные сейсморазведки. Поэтому зачастую строятся первоначально сейсмические, а затем и геоплотностные разрезы.

Ранее Т.К. Злобиным была рассмотрена нефтегазоносность в северо-восточной (прикамчатской) части Охотского моря [1]. Здесь было изучено строение земной коры на основе сейсмических (сейсморазведочных) данных. Автором были построена структурная схема осадочного чехла Охотской литосферной плиты и более детально – структурная схема акустического фундамента осадочного чехла Охотского моря в восточной (прикамчатской) части, а также построена схема изопахит осадочного чехла в восточной (прикамчатской) части Охотского моря с контурами возможных очагов генерации и ловушек углеводородов [1]. Кроме того, в названной выше работе приведены тектонические схемы перспективных на углеводороды Колпковского и Ичинского прогибов, которые были рассмотрены совместно с временными сейсмическими разрезами. Вышеназванные работы в восточной части Охотского моря были выполнены в связи с тем, что в западной части региона к тому времени уже были открыты и разрабатывались известные, в том числе и крупные месторождения нефти и газа на шельфе Сахалина. Значительная часть из них была детально изучена, построены разрезы осадочного чехла по данным сейсморазведки (МОВ ОГТ), особенно продуктивных толщ, представляющих интерес для поисков нефти и газа на глубинах до 1-2 км, реже 4-5 км и более. Причем геологоразведочные работы исходили из общеизвестной теории седиментации и органической теории происхождения углеводородов. Это обуславливало глубину поисков месторождений углеводородов в первые километры осадочного чехла. Однако дальнейшие перспективы прогноза обнаружения углеводородов связаны с тем, на какой теории происхождения они основаны. От этого зависит и роль, которая принадлежит исследованиям глубинного строения и динамики Земли. В этой связи отметим, что помимо органической теории происхождения нефти и газа существует и гипотеза их неорганического происхождения.

Несмотря на подавляющее доминирование в течение многих десятилетий концепции органического происхождения нефти, автор допускает и разделяет существование альтернативной гипотезы, например И.М. Шахновского [7], т.е. возможность неорганического происхождения, и исходит из нее. Принципиально важным является то, из какой теории исходить, поскольку от этого зависит необходимость и важность исследований глубинного строения и с каких глубин изучать поступление и накопление материала. В настоящей работе рассмотрена возможная нефтегазоносность в зонах коллизии на границах Охотской литосферной плиты, расположенной в зоне перехода. С ней связано положение ослабленных зон повышенной проницаемости (каналов дегазации и флюидов) в Охотском море. В связи с этим проницаемость в земную кору глубинных флюидов с больших глубин имеет большое значение для оценки прогноза нефтегазоносности.

Казалось бы, что западная часть Охотской литосферной плиты, где стыкуются плиты, изучена довольно полно, и исследования здесь уже не столь актуальны. Однако зоны сочленения плит рассматриваются нами, как зоны повышенной проницаемости, в которых может иметь место подъем флюидов, что подтверждается образованием многочисленных месторождений углеводородов здесь, на шельфе восточного Сахалина в области западной границы плиты. Ее положение к настоящему времени определено неоднозначно и проводится по-разному. Так, японские ученые Т. Сено и др. [5] и многие отечественные геофизики проводят ее через о-в Сахалин в меридианальном направлении, причем, продолжая ее положение далее на север прямо через Охотское море, несмотря даже на практическое отсутствие здесь землетрясений вообще.

Таким образом, полностью игнорируя отсутствие очагов землетрясений, а также региональные и глубинные закономерности геологических структур (например, дугообразную форму Охотско-Чукотского вулканоплутонического пояса). Построенная нами схема [1] основана на том, что западная граница плиты севернее Сахалина проходит по однозначно фиксируемым эпицентрам землетрясений, которые поворачивают здесь на запад (рис. 1). С юга же Сахалина западная граница плиты проходит по Татарскому проливу западнее острова. Далее в срединной части острова она пересекает Сахалин, где структуры мелового преддугового прогиба смещены по мезозойскому трансформному разлому [4]. Затем севернее она продолжается вдоль восточной стороны Сахалина до окончания острова, после чего граница плиты поворачивает к матерiku на запад, контактируя с Китайской плитой. Причины смещения региональных меридианальных разломов и связанных с ними структур вдоль Сахалина и, согласно им западной границы литосферной плиты, как нам представляется, связана с раскрытием Южно-Курильской впадины, вследствие образования рифта под действием мантийного диапира, внедрившегося и поднимающегося здесь из глубин.

Исходя из плитотектонического критерия, Клещев К.А. и др. [3] пишут, что на западной границе плиты во многих локальных структурах Татарского пролива, в его южной части можно ожидать наличия месторождений углеводородов (газа и газоконденсата). Основанием для этого является следующее: под Татарским проливом расположен Западно-Сахалинский осадочный бассейн, включающий в себя Северо-Татарский, Центральнo-Татарский, Южно-Татарский прогибы, прогиб Исикари и Западно-Сахалинское поднятие. При этом для разломов Северо-Татарского прогиба характерна повышенная сейсмическая активность и флюидопроницаемость [6].

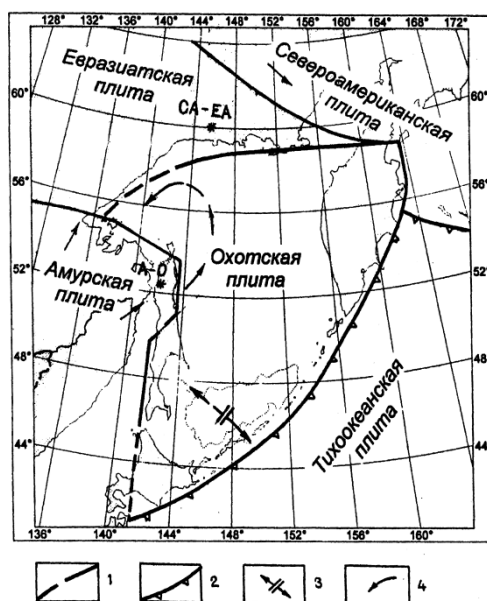


Рис. 1. Границы Охотской литосферной плиты и ее положение среди других плит
 1 – границы литосферных плит; 2 – положение границ плит, выраженных в зонах субдукции (глубоководные желоба); 3 – ось зоны задугового спрединга, стрелками показано направление движения блоков земной коры и верхней мантии при спрединге; 4 – направление движения плит и вращения их блоков; СА-ЕА, А-О – центры вращения Североамериканской (СА), Евразийской (ЕА), Амурской (А) и Охотской (О) плит

Центральнo-Татарский пролив отделен от соседних, структурных элементов региональными разломами, а его срединная часть представляет собой крупную зону растяжений средне-позднемиоценового времени и своеобразную зону «зияния» земной коры. Это может способствовать подъему глубинных флюидов. Южно-Татарский прогиб, центральная часть которого является областью интенсивного растяжения и также своеобразной зоной «зияния» земной коры. Прогиб Исикари представляет собой, по сути, асимметричную синклиналиную структуру. Таким образом, в южной части зоны западной границы Охотской плиты имеется ряд структур, перспективных на углеводороды. В северной части этой западной границы Охотской плиты уже нет

необходимости доказывать наличие здесь нефтегазоносности, поскольку здесь на шельфе уже найдены крупные месторождения и ведется промышленная добыча углеводородов в Дерюгинском прогибе.

Литература

1. Злобин Т.К. Строение земной коры Охотского моря и нефтегазоносность ее в северо-восточной части (по сейсмическим данным). – Южно-Сахалинск: Изд-во СахГУ, 2002. – 98 с.
2. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисков нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 172 с.
3. Плитотектонические критерии прогноза нефтегазоносности // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России / Клещев К.А., Шейн В.С., Астафьев Д.А. и др. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 3 – 18.
4. Рождественский В.С. О сдвиговых смещениях вдоль зоны Тымь-Поронайского разлома на о. Сахалин // ДАН СССР, 1976. – Т. 230. – № 3. – С. 678 – 680.
5. Сено Т. Нефтегорское землетрясение как межплитное событие: тектоническая интерпретация. // Информационно-аналитический бюллетень. Нефтегорское землетрясение 27(28).05.1995. – МЧС. ОИФЗ РАН, 1995. – С. 135 – 138.
6. Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона / Харахинов В.В., Туезов И.К., Бабошкина В.А. и др. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1996. – 338 с.
7. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных и газовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 2002. – № 3. – С. 16 – 24.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ПЛАСТОВЫХ И НАГНЕТАЕМЫХ ВОД С ТРЕЩИННЫМИ КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

С.Н. Попов

Научный руководитель научный сотрудник Л.А. Абукова

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, Россия

При разработке нефтяных месторождений повсеместно используется нагнетание воды для поддержки пластового давления (ППД) и интенсификации добычи углеводородного сырья, как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов. В таком случае могут проявляться, как геохимические, так и геомеханические эффекты, связанные с взаимодействием пластовых и нагнетаемых вод и пород-коллекторов, в особенности для трещиноватых карбонатных коллекторов. В связи с этим, в рамках данной работы были проведены лабораторные эксперименты по исследованию влияния взаимодействия пород-коллекторов, пластовых и нагнетаемых вод на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных объектов на примере карбонатных образцов керна с трещинами, отобранных из турнейско-фаменских отложений месторождений севера Пермского края. Пластовые воды нефтяных месторождений данного региона представлены рассолами хлоркальциевого типа с высокой минерализацией – до 250 г/дм³ и выше. На исследуемом месторождении для нагнетания планируется использовать пресные подземные воды с глубины до 100 м с минерализацией $\approx 0,5$ г/дм³.

В начале эксперимента давление обжима образцов составляло 0,5 МПа, а затем увеличивалось до 26 МПа, что соответствует эффективному напряжению для условий залегания данного продуктивного объекта. В процессе эксперимента отбирались пробы воды с нарастанием объема. Это делалось с той целью, чтобы проследить процесс прорыва нагнетаемой воды и определить – будет ли происходить растворение солей из породы в начале эксперимента. Первая проба отбиралась в процессе фильтрации только пластовой воды, и уже после этого происходила подача нагнетаемой пресной воды в образец. В результате, в течение испытаний через образцы профильтровалось воды, объемом около 2 долей исходного порового объема образцов.

На рисунке показаны результаты одного из экспериментов. В начале опытов наблюдается резкое снижение проницаемости, что является следствием уменьшения трещинной проницаемости в процессе увеличения давления обжима. Затем, все оставшееся время, образец выдерживается под действием постоянного эффективного напряжения 26 МПа. В таком состоянии образцы выдерживались в течение двух часов, что требовалось для завершения геомеханического эффекта деформирования трещин. Затем в образец начинает подаваться пресная вода, которую планируется использовать для системы ППД.

В эксперименте нагнетаемая вода почти в шестьсот раз менее минерализованная, чем пластовая. Несмотря на это, первые несколько миллилитров отобранных проб показали, как резкое увеличение минерализации, так и снижение, а потом небольшое увеличение минерализации. Данный эффект автор работы связывает с растворением солей из образцов керна вблизи трещины пластовой водой. Этим же, вероятно, можно объяснить и резкое увеличение проницаемости – в процессе вымывания солей ее гидродинамическая ширина увеличивается, что и приводит к временному росту проницаемости (рис.).

Далее, проницаемость резко снижается и продолжает монотонно уменьшаться близко к линейному закону. Такой результат можно объяснить следующим: в связи с тем, что образец с трещиной подвергается всестороннему сжатию, острые края поверхности трещины начинают растворяться и разрушаться под воздействием воды с уменьшающейся минерализацией, что приводит к уменьшению ее средней ширины и существенному снижению проницаемости. Подобные эффекты должны привести к существенному снижению приемистости нагнетаемых скважин на месторождении. Анализируя график изменения минерализации вытесненной воды, можно отметить, что, в отличие от существующих представлений о линейной смещиваемости

пластовой и нагнетаемой воды, на самом деле данный процесс существенно не линейный. При этом, несмотря на то, что в процессе каждого эксперимента было профильтровано почти два объема порового пространства образцов, минерализация вытесненной воды составила ≈ 40 г/дм³, что весьма сильно отличается от минерализации нагнетаемой пресной воды (0,5 г/дм³). Данный факт говорит о незавершенности процесса смешивания пластовой и нагнетаемой воды.

Полученные в рамках экспериментов эффекты должны существенно влиять на процесс разработки исследуемого продуктивного объекта и должны быть учтены при проектировании разработки месторождения. Для этого можно использовать, например, методы совместного гидродинамического, геохимического и геомеханического моделирования.

Подводя итог работы, можно сделать следующие выводы:

1. В процессе эксперимента было получено существенное изменение проницаемости и нелинейное изменение минерализации профильтровавшейся воды.

2. Минерализация вытесненной воды в начале эксперимента в одном случае резко возрастает, в другом случае – сначала снижается, затем наблюдается небольшой рост и дальнейшее ее снижение.

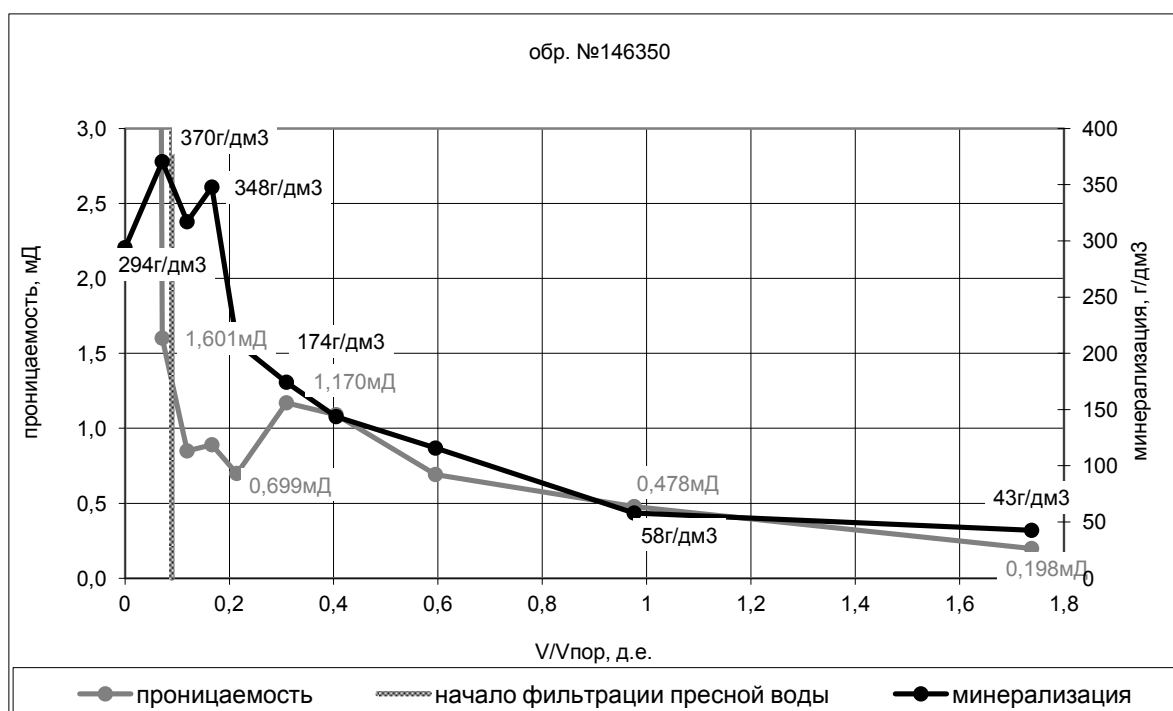


Рис. Изменение проницаемости образца и минерализации профильтровавшейся воды в зависимости от отношения вытесненного объема воды к объему порового пространства

Такое изменение минерализации говорит о растворении солей из породы пластовой водой, несмотря на ее довольно высокую минерализацию.

3. На графике изменения проницаемости наблюдается несколько эффектов:

а) начальное резкое снижение проницаемости, связанное с увеличением давления обжима и смыканием стенок трещин, когда образцы приводятся к пластовым условиям;

б) в дальнейшем происходит резкое увеличение проницаемости, связанное, по мнению автора, с растворением легкорастворимых солей из образцов породы;

в) на заключительной стадии экспериментов наблюдается монотонное снижение проницаемости, обусловленное ослаблением и растворением острых стенок трещины под воздействием давления обжима и фильтрующейся воды с уменьшающейся минерализацией.

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Ф.С. Пракойо

Научный руководитель профессор В.Н. Устинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По результатам интерпретации геолого-геофизических данных (сейсмических разрезов, структурных карт, материалов геофизических исследований в скважинах) и результатам циклосейсмостратиграфической интерпретации (с использованием реконструкций по материалам ГИС В.В. Белозёрова) для юго-востока Западно-

Сибирской плиты построены детальные модели геолого-геофизического строения нефтегазовых месторождений, выполнены реконструкции обстановок осадконакопления в средней-верхней юре, изучены седиментационные и постседиментационные процессы и явления, оказавшие влияние на минеральный состав и фильтрационно-емкостные свойства песчаных коллекторов [1–9 и др.].

При построении моделей геологического строения важным вопросом является выявление локальных зон улучшения или ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов. Причиной улучшения коллекторских свойств могут быть: фациальный состав отложений, особые условия седиментации, степень тектонической трещиноватости, вторичные процессы, изменяющие пористость и проницаемость нефтегазонасыщенных пород в продуктивных зонах. На месторождениях юго-востока ЗСП на основе детального седиментологического анализа, с привлечением результатов изучения физических свойств пород юрских структурно-вещественных комплексов, обобщения накопленного на территории геологического материала [3, 2, 5, 7, 9], автором предпринята попытка учесть основные факторы, влияющие на качественные и количественные параметры коллекторов.

Важным является изучить степень влияния фациального состава песчаников, вторичных процессов в контуре нефтегазоносности и во вмещающих породах на физические свойства песчаных и глинистых пород.

В ходе исследований изучены типы и характер вторичных процессов в коллекторах, связанные со стадийными катагенетическими процессами в различных частях залежей углеводородов (на Крапивинском, Мыльджинском, Игольско-Таловом, Двуреченском, Первомайском, Лугинецком месторождениях [1, 4, 6, 8]): в зоне нефтегазонасыщения, водонефтяном контакте, в зонах разуплотнения и цементации, в водонасыщенных песчаниках, в «ореолах вторжения УВ». Модели залежей УВ, полученные автором по результатам обобщения существующих представлений для продуктивных пластов указанных шести месторождений, по характеру проявления в геофизических параметрах и геофизических полях являются близкими к разработанным для различных районов В.М. Берёзкиным с соавторами, Е.А. Мудрецовой с соавторами [7] и др. Основными выводами является возможность в полях геофизических аномалий обнаруживать участки коллекторов с разными коллекторскими свойствами, определять ячеи глинизации и карбонатизации коллектора в контуре залежи углеводородов.

Научно-практический интерес представляют полученные автором данные об условиях формирования песчаных фаций – потенциальных коллекторов, сведения о направленности и изменчивости вторичных преобразований пород в контуре нефтегазоносности и вмещающих породах, в изучении которых автор опирался на исследования О.В. Япаскурта, Б.А. Лебедева, Н.Ф. Столбовой, З.Я. Сердюк и др. При изучении литолого-фациального облика разновозрастных отложений юры на месторождениях юго-востока Западно-Сибирской плиты [1, 3, 4, 6, 8] установлен широкий спектр фаций, изменчивость фациального облика песчаников от нижнеюрских к верхнеюрским комплексам, проявленность фациальной принадлежности песчаных отложений (по формам залегания песчаных тел на структурах) и пространственно-зональным формам песчаных тел: шнурковых, рукавообразных, конусов выноса, извилистых, валообразных полос береговых зон, озёр, морского побережья и пр. в энергетических параметрах сейсмических волн, в величинах интервальной скорости.

Детальный морфоструктурный анализ палеоповерхностей (по структурным картам сейсморазведки), параметров скорости, плотности с корректировкой параметров по материалам скважной геофизики позволяет прогнозировать фациальный облик песчаных отложений, изучить основные закономерности фациальной изменчивости отложений. В нижней юре преобладали аллювиальные, аллювиально-озёрные системы осадконакопления [2].

В среднеюрских – широкое распространение получили аллювиально-пролювиальные комплексы, осадки пролювиально-делювиальных систем, предполагается переотложение песчаников в условиях мелкого моря, с существенно склоновой приуроченностью (к бортовым частям структур первого порядка), в верхней юре преобладают осадки береговой зоны мелкого моря. Улучшение коллекторских свойств характерно для осадков дельтовых систем, валов, баров, осадков серий прибрежных зон, картирование которых целесообразно с привлечением комплекса исследований: сейсмофациальной, электрофациальной интерпретации.

Структурные построения по горизонту Па и промежуточным горизонтам юрских отложений (Ia, Ib и по глинисто-углистым горизонтам юры [1, 3, 4, 6-9]) показывают некоторые перестройки структурного плана в истории формирования юрских нефтегазоносных комплексов, тесно связанные с активизацией систем тектонических трещин (на что в своих работах указывал К.И. Микуленко), в истории формирования структурных планов определившие морфологические особенности и собственно форму структур.

При анализе морфологических особенностей поверхности фундамента [5] фиксируется его блочное строение, проявляющееся в строении чехла линейным обликком врезов, бровок террас, структурных сочленений и т.д. Крупные блоки (первого порядка, по С.С. Шульцу) размерами 20-24x23-32 км, в свою очередь, разбиты на блоки последующих порядков, вкладывающиеся друг в друга [7]. Размеры малых блоков – порядка 6-8x4-5 км и мельче. Факт ячеистого строения фундамента [5] свидетельствует о контроле размещения тектонических трещин планетарными силами, природа которых, вероятно, связана с неравномерным ротационным режимом Земли.

По материалам сейсморазведки прослеживаются палеоследы (наличие зон смещения осей синфазности, повышенного поглощения сейсмических сигналов на временных разрезах; ориентированных, линейно-вытянутых аномалий величин интервальной скорости на палеоповерхностях и пр.) тех закономерно-направленных деформаций, которые в различные циклы тектогенеза определяли условия тектонического развития структурных элементов разного порядка, влияли на динамику онтогенеза углеводородов, суммарный потенциал нефтегазоносности. «Углеводородный след» (поднимающихся с глубин флюидов) по материалам двумерной и пространственной сейсморазведки выявляется в виде зон интенсивного поглощения и изменчивости

энергетических параметров сейсмических сигналов. Физико-математические модели планетарной трещиноватости и планетарно-трещиноватой делимости рассматривались Г.Н. Каттерфельдом, А.В. Долицким, Д.И. Гарбаром [7] и др.

Возобновляемость напряжений по разломам, системам трещин позволяет прогнозировать время той или иной активизации и даёт возможность решать вопросы их углеводородной специализации, т.е. определять, какие системы нарушений принимали участие в формировании структурных форм, залежей углеводородов, способствовали перетокам углеводородов. Основной особенностью в строении коллекторов изученных месторождений Томской области является увеличение пористости и проницаемости песчаных пород коллекторов в трещинных зонах 3 и 4 порядков.

Согласно результатам сейсмотектонических построений [7], на территории исследований в юрских отложениях контрастно проявляются три основные системы ортогональных трещин: субмеридионального, северо-северо-западного и северо-восточного простирания (и перпендикулярные к ним), подвергающиеся постоянной активизации. Причём в фундаменте и нижнеюрских комплексах наиболее контрастно проявились тектонические трещины меридионального и северо-западного простирания, в средне- и верхнеюрских – структурообразующими являются меридиональные, широтные, северо-северо-западного и восточно-северо-восточного простирания трещины. Сведения о пространственной ориентации систем тектонических трещин и изменчивости свойств пород в их пределах можно получить, исследуя морфологию структурных поверхностей, поля сейсмических параметров: скорости, энергии отражений и др.

В тектонически напряжённых зонах наблюдаются линейно-вытянутые относительно отрицательные аномалии величин скорости и соответственно амплитудных параметров сейсмических волн. Контрастность их проявления изменяется от горизонта к горизонту. Эти аномалии связываются, в первую очередь, с региональными линейными тектонически напряжёнными и активными зонами. Важной особенностью поля величин скоростей в зонах тектонических трещин является значительное повышение интенсивности относительных отрицательных аномалий в контурах залежей углеводородов и в близконтурных к залежам участках. Наиболее контрастно системы разноориентированных нарушений (тектонических трещин) в морфологии палеоперехватов проявляются в пределах впадин (в том числе, по кровле верхнеюрских отложений).

В пределах близрасположенных Колтогорского и Чузикского грабенов морфологические особенности наложенных структур контролируются разломами и тектоническими нарушениями северо-восточного простирания, которые через определённые расстояния, зависящие от ранга нарушений, секутся лестничной системой поперечных разрывных нарушений северо-западного простирания [7]. Картирование систем трещин по морфоповерхностям позволяет более уверенно выделять и трассировать тектонические нарушения, изучать роль систем трещин в нефтегазонакоплении, выделять зоны повышенной трещиноватости в коллекторах.

Важной особенностью является наличие сигмоидных зон повышенной трещиноватости, коррелирующихся с формой ячеек коллекторов и высоким нефтегазонасыщением, сформировавшиеся, вероятно, в условиях сочетания вертикальных и горизонтальных напряжений и возникновения крутящих моментов (сигмоидный «диффузный сдвиг», по М.Л. Коппу).

По результатам оценок на Крапивинском, Двуреченском месторождениях выявлено, что в трещинных зонах третьего порядка, выявляемых по данным сейсморазведки и закартированных по морфологическим признакам в сводах структур, пористость увеличивается на 20-30 %, а в трещинных зонах четвёртого порядка на 10-15%.

Литература

1. Геологоразведочные работы на Двуреченском месторождении, решение задач картирования песчаных фаций и выделение зон высокоёмких коллекторов / Устинова В.Н., Зиборов С.С., Гаврилов С.Н. и др. // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – № 1. – С. 27 – 33
2. Девятов В.П., Казаков А.М. Морская нижняя и средняя юра Западной Сибири. – Новосибирск, 1991. – С. 40 – 54.
3. Неоднородности физико-геологического строения нефтегазоносных разрезов / Устинова В.Н., Устинов В.Г., Данилов И.В. и др. // Геология нефти и газа, 2005. – № 2. – С. 28 – 35.
4. Сейсмоморфологический анализ при прогнозе нефтегазоносности на Первомайском месторождении нефти / Устинова В.Н., Устинов В.Г., Данилов И.В. и др. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2004. – № 6 – С. 44 – 48.
5. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 268 с.
6. Уникальные коллекторы подугольной толщи Двуреченского–Моисеевской зоны нефтегазонакопления. Фациальные модели продуктивных пластов месторождения / Устинова В.Н., Зиборов С.С., Гаврилов С.И. и др. // Горные ведомости, 2004. – № 4. – С. 36 – 42.
7. Устинова В.Н. Тектонические и флюидодинамические особенности формирования и разрушения залежей УВ в отложениях мезозоя ЗСП. – Томск, 2002. – 217 с. – Деп. в ВИНТИ. № 2343-В2001.
8. Фациальные модели продуктивных пластов Двуреченского месторождения / Устинова В.Н., Вылцан И.А., Зиборов С.С. и др. // Вестник Томского государственного университета. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2004. – Вып. 21. – С. 55 – 63.
9. Худорожков Г.П., Негоденко В.С., Иванов И.А. Прогноз зон развития коллекторов горизонта Ю₁ васюганской свиты центральной части Каймысовского свода // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 1989. – С. 123 – 131.

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Д.И. Прилуцкая

Научный руководитель старший преподаватель И.О. Прилуцкий
*Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель,
Республика Беларусь*

История развития нефтедобывающей отрасли Республики Беларусь составляет 48 лет. За данный период из недр страны добыто более 125 млн. т углеводородного сырья. В Припятском прогибе (нефтедобывающем регионе в пределах Гомельской области) открыто 76 месторождений углеводородов, среди которых самые большие по запасам нефти – Речицкое, Осташковичское, Вишанское, Южно-Сосновское, Южно-Осташковичское. Промышленное значение на территории Припятской нефтегазоносной области имеют отложения вендского, подсолевых терригенного и карбонатного, межсолевого и верхнесоленосного комплексов, нефтеперспективны породы надсолевого комплекса и кристаллического фундамента [5]. За 1991-2012 гг. было открыто 17 новых месторождений нефти. Большая часть этих месторождений оценивается извлекаемыми запасами промышленных категорий в объеме менее 200 тыс. т и лишь два месторождения Ново-Давыдовское и Ново-Кореневское содержат запасы более 1 млн. т нефти. Остаточные извлекаемые запасы нефти и конденсата промышленных категорий А, В, С₁ составляют чуть более 56 млн. т, из них около 31 млн. т – это активные и порядка 25 млн. т – трудноизвлекаемые запасы.

Анализ статистических данных показывает, что происходит значительное сокращение разведанных запасов. Снизилась доля активных и существенно возросла доля трудноизвлекаемых запасов. К *активным* относятся запасы около 30 месторождений, в основном находящихся на поздней и завершающей стадии разработки. Остаточные извлекаемые запасы по данной категории составляют 20 млн. т, которые сосредоточены в большей степени на Речицком месторождении (7,7 млн. т). Основные эксплуатируемые месторождения выработаны на 70- 85 %. К категории *трудноизвлекаемых* в данном регионе относят следующие залежи: высокообводненные, с малопроницаемыми и низкопродуктивными коллекторами, вязкие нефти и газоконденсатные. В настоящий момент трудноизвлекаемые запасы составляют около 45 % от объема добычи.

Ожидается, что за период 2011-2015 гг. годовая добыча нефти сократится с 1681 до 1560 тыс. т. Планируемые значения ежегодной добычи и прироста нефти приведены в таблице.

Таблица

Остаточные извлекаемые запасы нефти в период 2010-2015 гг.

Годы разработки	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т	52880	51999	51089	50199	49279	48379
Прирост, тыс. т	1118	800	750	750	700	700
Добыча, тыс. т	1700	1681	1640	1610	1580	1560

За последние 20 лет произошло снижение объемов геологоразведочных работ (почти в 3 раза уменьшилась проходка глубокого разведочного бурения: в период 1991-1995 гг. она составляла более 211 тыс. м, а в 2006-2010 гг. около 77 тыс. м). С этим связан прирост подготавливаемых запасов нефти.

Опыт разработки нефтяных месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» показывает, что поддержание высоких темпов добычи нефти требует постоянной разработки и внедрения более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин, а также проведения поисково-разведочных работ. Ежегодные приросты запасов нефти будут на 43-47 % восполнять потери за счет добычи нефти, что является важным фактором, сдерживающим темп падения добычи нефти в Республике Беларусь. В тоже время происходит снижение эффективности геолого-технических мероприятий, направленных на восполнение естественных потерь в добыче нефти за счет роста обводненности добываемой продукции.

Следует заметить, что ареалы развития горнодобывающей промышленности в пределах Гомельской области являются типичными территориями нарушения геологического равновесия природной среды. Формы и интенсивность техногенного воздействия на природные ландшафты зависят от масштабов и особенностей функционирования производства. Вероятность экологических рисков максимальна на стадии геологической разведки и жизненного цикла нефтедобывающего предприятия: от инвестиционной фазы до ликвидационной стадии. Обычно для объектов нефтяной отрасли источниками техногенно обусловленных рисков могут служить аварии на объектах хранения углеводородного сырья, аварии на линейных объектах обустройства месторождений и транспортировки нефти и нефтепродуктов, пожары на объектах нефтесборных пунктов, разливы нефти и нефтепродуктов в результате взрывов и пр. [1, 4].

В рамках дальнейшего развития нефтегазовой отрасли разработана Программа освоения месторождений полезных ископаемых и развития минерально-сырьевой базы Республики Беларусь на 2011-2015 гг. и на период до 2020 г. Для достижения экономического эффекта реализации мероприятий настоящей Программы в области добычи нефти на запланированных уровнях считается целесообразным:

- увеличить прирост запасов за счет поиска и разведки новых месторождений в пределах слабозученных глубокопогруженных зон, в верхнепротерозойских и внутрисолевых отложениях, провести

доразведку ранее открытых месторождений, обоснование поиска в новых зонах нефтенакпления в Центральной и Южной частях Припятского прогиба;

- внедрять в процессы нефтедобычи современные технологии, направленные на активизацию выработки запасов и повышения нефтеотдачи пластов (бурение боковых стволов, кислотный и гидравлический разрыв пласта и др.) [2, 3];

- минимизировать геозкологические риски на всем протяжении жизненного цикла нефтедобывающего предприятия и транспортных коммуникаций, обеспечивающих перевозку нефти и нефтепродуктов.

Литература

1. Анализ геозкологических рисков при эксплуатации нефтегазовых месторождений Гомельской области / Прилуцкая Д.И., Прилуцкая С.В., Прилуцкий И.О. // Трансграничное сотрудничество в области экологической безопасности и охраны окружающей среды: материалы II Междунар. науч.-практ. конф., Гомель, 23 нояб. 2012 г. – Гомель: Изд-во БелГУТ, 2012. – С. 101 – 104.
2. Бескопильный В.Н. Главные задачи поисков и разработки залежей углеводородов Беларуси на 2007-2015 годы // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси: Материалы научно-практической конференции (4-6 октября 2006 г.). – Гомель: Изд-во РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 2007. – С. 7 – 32.
3. Бескопильный В.Н. Потенциал добычи нефти в Беларуси // Доклады НАН Беларуси, 2008. – Т. 52. – № 4. – С. 94 – 98.
4. Геозкологические риски при эксплуатации нефтегазовых месторождений // Школа экологической геологии и рационального недропользования: материалы XII Межвузовск. молодеж. научной конф., Санкт-Петербург, 19-24 ноябр. 2012 г. / Санкт-Петерб. гос. ун-т; под ред. В.В. Куриленко. – СПб.: СПбГУ, 2012. – С. 245 – 247.
8. Состояние сырьевой базы нефтедобычи Припятской нефтегазоносной области / Гарцев А.Я., Доброднев А.К., Криштопа Г.Е., Микуцкий С.П. // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси: Материалы научно-практической конференции (4-6 октября 2006 г.). – Гомель: Изд-во РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 2007. – С. 7 – 32.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕТАЛЬНОГО ОПИСАНИЯ КЕРНА И ШЛАМА ПЛАСТА DIV ГУСИХИНСКОЙ СТРУКТУРЫ

А.С. Семин

Научный руководитель ассистент А.А. Коновалова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Гусихинская структура расположена в южной части Самарской области на территории Большечерниговского административного района. В структурно-тектоническом плане данный участок расположен на юго-западном борту Бузулукской впадины и приурочен к Камелик-Чаганской зоне дислокаций Иргизско-Рубежинского мегапрогиба.

Выделение и описание литологических разностей пород по керну – обязательная часть литолого-фациальных исследований. В настоящее время преждевременно говорить о фациальной принадлежности пород, но определенные закономерности строения пласта DIV, выделенные при детальном описании шлама и керна, уже помогают при геонавигации скважин, приуроченных к единой тектонической зоне и находящимся в сходных геологических условиях с Гусихинской структурой. Не секрет, что с целью удешевления затрат, в настоящий момент времени производственные предприятия составляют так называемые «зональные проекты поисков месторождений (залежей) нефти и газа», при этом нередко совмещая различные по генезису и структурной принадлежности купольные структуры. В большинстве случаев это обосновано, но бывает, что неверная корреляция разрезов выявляется тогда, когда экономия уже никак не окупит производственных затрат. Своды Гусихинской и рядом расположенной двухкупольной Флеровской структуры совпадают по отражающему горизонту «А», приуроченному к эрозионной поверхности кристаллического фундамента (AR) и отражающему горизонту D2af, сопоставимому с кровлей афонинского надгоризонта. Вышерасположенные отражающие горизонты в целом хорошо коррелируются между собой по данным сейсморазведки, что дает основание ожиданию сходных геологических условий в пределах всех трех структур. Но хорошо известно, что в Камелик-Чаганской структурной зоне поверхность фундамента и девонский терригенно-карбонатный комплекс имеют блоковое строение, поэтому выделение в разрезе литологически хорошо узнаваемых «реперных» зон, дает в руки интерпретационной службе дополнительные инструменты при сопоставлении структур между собой.

При описании керна были выделены и описаны 150 естественных единиц (слоев) из 33,5 метров керна. 11 из этих слоев являются легко узнаваемыми не только по керну, но и по шламу, что подтверждается сопоставлением литологических колонок, построенных при описании керна и шлама, а также переинтерпретацией данных службы ГТИ. Подобное сопоставление разрезов, позволяет провести анализ выраженности конкретного слоя в шламе, а значит, позволяет при схожей повторяемости слоев в разрезе увязывать, производить корреляцию слоев между собой, в то самое время, когда по данным геофизики, как правило, не выделяются чересчур маломощные прослои. В пределах описываемого интервала, например, хорошо узнается по шламу кораллово брахиоподовый скрыто-мелкокристаллический известняк темно серого до черного цвета среди толщи разнородных кварцевых песчаников, мощность известняка чуть меньше 1,2 метров, или такой же по мощности пропласток темно-серого аргиллита. Конечно, как показывает опыт работы, в том случае, когда приходится сопоставлять между собой данные по шламу и керну, важна повторяемость общего порядка

выделения слоев, хорошо узнаваемых в разрезе, а не анализ выраженности в шламе какого-то одного слоя породы.

Опуская описание всех литологических разностей пород, выделенных в разрезе, хочется подробно остановиться на интервале, сложенном песчаником, предположительно принадлежащим к коре выветривания пород чернойгорского горизонта. По геофизическим данным чернойгорский горизонт в разрезе не выделяется, но детальное изучение слоев выше и ниже интервала предполагаемой коры выветривания, показало, что уместно говорить о смене условий осадконакопления и наличии размыва в интервале глубин 4421,4-4421,55 м по стволу скважины. Все продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания, это обстоятельство позволяет утверждать, что пути миграции газоконденсата в залежи ограничены снизу глубиной 4421,55 м.

Строение продуктивной части пласта неоднородно. Основная продуктивная часть пласта сложена сильно трещиноватым песчаником. Песчаник светло серого цвета с легким буроватым оттенком разном и мелкозернистый, кварцевый на кремнистом порово-базальном, базально-поровом, реже контактно-поровом цементе, трещиноватый, трещины вертикальные относительно оси зерна, реже разнонаправленные. Фиксируются редкие малоамплитудные стилолитовые швы, по которым распространено углистое вещество и уплощенные конкреции пирита по длинной стороне размером до 1-1,5 см. Распределение темноцветных компонентов и пирита неравномерное. Иногда пирит замещает органические темные углистые включения неясного происхождения. Скрытокристаллический пирит вместе с органическим материалом слагает отдельные, пятнами расположенные, темные участки в породе. Такие агрегаты напоминают землистую массу. К таким интервалам приурочены примазки битума, придающие всей композиции буровато-черный, а окружающим участкам породы – буроватый оттенок. Бурый оттенок не характерен для всей породы в целом, бурый цвет становится насыщеннее около участков распространения пирит-углистых включений, а также побурение породы происходит на участках распространения разномзернистого песчаника, отдельными пятнами порода имеет светло серые оттенки, за счет чего текстура охарактеризована как пятнистая.

Зерна слабой и средней степени окатанности плохо отсортированные. Разномзернистость отмечается по всему объему породы. Зерна песчаника представлены в различных соотношениях обломками кристалло- и литокластов. Неокатанные зерна представляют собой обломки кристаллов кварца с хорошо оформленными гранями, как правило, такие зерна наиболее прозрачны и темнее, чем основная масса зерен кварца. Периодически фиксируется полное исчезновение кристаллов кварца с выраженными кристаллографическими формами. В отдельных маломощных интервалах около 80 % зерен можно считать хорошо окатанными. Порода средней степени крепости и плотности, хорошо впитывает воду, имеет запах легких углеводородов на сколах и отдельных, по-видимому, наиболее проницаемых участках. Глинисто-углистое вещество с плохо сохранившимся детритом выполняет маломощные редкие пропластки, которые обогащены, кроме глинисто углистой составляющей, еще и пиритом. Под люминесцентной лампой отмечается неравномерное оранжево-желтое, иногда с зеленоватым оттенком свечение образцов зерна. Оно характерно для периферийных участков образцов, сколов и трещин, реже приурочено к зонам перекристаллизации песчаника.

Насыщение пласта, даже в пределах продуктивной части интервала, крайне неравномерное, предположительно продуктивные интервалы во всех случаях трещиноватые переслаиваются с песчаниками ничем, с первого взгляда, не отличающиеся от вышеописанных. Они несколько более плотные и крепкие, более мелкозернистые, но в целом, разница в гранулометрическом составе пород или особенностях строения не существенна. Обращает на себя внимание только полное отсутствие в плотных непродуктивных интервалах трещиноватости и перекристаллизации. Песчаники, не имеющие визуальных признаков нефтенасыщения, светло-серого цвета мелкозернистые до среднезернистых, более темные, менее пиритизированные. Среднезернистый песчаник имеет буровато-серый цвет, менее крепкую цементацию. Порода крепкая, плотная, отдельными участками средней крепости и плотности (среднезернистая часть породы). Зерна песчаника средней степени окатанности, мелкозернистый песчаник хорошей степени сортировки (тип цемента порово-базальный), среднезернистый – средней степени сортировки, цементация базально-порового типа. Соотношение мелко и среднезернистой составляющей 70:30. Распределение темноцветных компонентов и пирита неравномерное. Наиболее обогащены темноцветами и пиритом более мелкозернистые разности. Зерна пирита в мелкозернистой части свежие неизмененные, в среднезернистых участках пирит окислен (по краям кристаллов лимонитизированные каемки, иногда кристаллы вследствие окисления не имеют четких кристаллографических форм).

Незадолго до интервала, выделенного как кора выветривания пород чернойгорского горизонта, песчаник сильно меняется, последний продуктивный интервал сложен песчаником светло-серого, участками буровато-серого цвета мелкозернистым кварцевым на базально-поровом кремнистом цементе. Порода средней крепости и плотности. Зерна песчаника хорошей степени окатанности, песчаник хорошо отсортированный. Структура породы мелкозернистая, редко порфирированная, порфирированные включения в породе более мутные, менее окатанные. Содержание аксессуаров 7 %. Слабо развиты малоамплитудные стилолитовые швы, по которым развито глинистое вещество, отмечается слабая пиритизация породы, содержание пирита не более 1 %. Пирит встречается в виде отдельных полуразрушенных кристаллов с едва угадывающимися несовершенными кристаллографическими очертаниями. Текстура породы массивная, отмечается наличие субвертикальных трещин, вдоль которых заметно побурение породы. Наблюдается слабая пятнистая люминесценция оранжево-желтого цвета.

Ниже (0,8 м) – зона интенсивной перекристаллизации породы. Развита вертикальная трещиноватость. Песчаник светло-серого цвета с бурый заметным оттенком. Окраска породы распределена неравномерно, светло-

бурый оттенок присущ породе по краям зерна, бурая окраска приурочена к трещинам и сколам, она становится ярче и заметнее на отдельных локальных участках. Песчаник крупнозернистый, участками разнозернистый кварцевый на кремнистом базально-поровом, поровом цементе. Зерна слабо окатанные и средней степени окатанности, среднесортированные и плохой сортировки. Часто наблюдаются кристаллокласты с совершенными гранями. Порода средней степени крепости и плотности. Порода разбита субвертикальными трещинами, по сколам которых располагается каолинит, по всей видимости, образование его связано с растворами, поднимающимися из нижерасположенной зоны с газоконденсатом по трещинам.

В интервале 4421,4-4421,55 м песчаник имеет явные признаки выветривания, а именно: не свежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и нижерасположенных интервалах, обогащение темноцветными минералами, рыхлые агрегаты зерен, отсутствие среди зерен кварца индивидов с совершенными кристаллографическими формами, в целом улучшение сортировки и окатанности зерен.

Таким образом, детальное описание зерна и шлама позволило выделить в разрезе слой, принадлежащий коре выветривания пород черноморского горизонта. Выше этого слоя (см. предыдущее описание) описана зона интенсивной перекристаллизации песчаника, развита вертикальная трещиноватость, служащая, по всей видимости, путями миграции для флюидов, как уже было сказано, все предположительно продуктивные интервалы расположены выше интервала глубин развития коры выветривания. Это зона перерыва осадконакопления, стратиграфическая граница, ниже которой происходит резкая смена условий осадконакопления, размыв. Ниже этой глубины фиксируется смена типа слоистости пород со слабо проявленной горизонтальной на однонаправленную косую, периодически переходящую в горизонтальную и линзовидную. С этой глубины песчаник, встречающийся в разрезе, более-менее однороден по форме зерен, исчезают остроугольные обломки кристаллокластов. Анализируя составные части обломочных пород, следует заметить, что зерна кварца, в основном слагающие обломочную часть песчаников, различны по своей морфологии. Среди прочих, описанных в разрезе разновидностей кварцевых зерен, преобладают зерна прозрачные светлые с ирригационным эффектом по сколам; часто встречаются кристаллы кварца с совершенными кристаллографическими формами; редко присутствуют зерна кварца мутно-серые более окатанные; иногда (до 5 % в породе) отмечаются крупные до 4 мм обломки кремния неокатанные мутно-серые с раковистым изломом.

В качестве включений, настолько, насколько это удастся увидеть под бинокулярной лупой, уверенно определяются мелкораспыленные частички угля, ближе к интервалу 4421,4-4421,55 м, возможно, несколько выше, описаны кварцевые зерна, внутри которых встречен пирит. Разнообразие форм существования кварца в терригенной части разреза говорит о наличии нескольких источников поступления кластического вещества в бассейн осадконакопления. Наличие пирита и мелкораспыленного углистого вещества внутри зерен свидетельствует о наличии эпитетического кварца, образовавшегося, по всей видимости, в процессе перекристаллизации вещества.

СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОСТУПА И УПРАВЛЕНИЯ ДАННЫМИ ПРИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

М.А. Спикин, В.А. Поздняков, С.С. Худяков

Научный руководитель профессор В.А. Поздняков

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время при проведении геологоразведочных работ наблюдается тенденция к постоянному возрастанию объемов разнородных данных, расширяется спектр решаемых задач, увеличивается количество применяемых методов и технологий поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, в частности, нефти и газа. Вследствие этого возникают сложности при оперативном управлении и анализе больших потоков разнородной информации, что приводит к замедлению оперативности принятия управленческих решений. Работы на нефть и газ в географических и геологических условиях Восточной Сибири – весьма сложная и финансово затратная задача. Учитывая эти факторы, возникла необходимость оптимизации процессов обработки больших объемов разнородных данных.

Решение вопросов эффективного использования информации о недрах, следует искать в системном подходе как при создании и обработке геолого-геофизических данных, так и на уровне технологий доступа к ним. В этой связи, комплексная интеграция материалов геолого-геофизических исследований при поиске и разведке углеводородного сырья, логически правильно структурированных и организованных на основе современных геоинформационных технологий, является наиболее действенным путем повышения эффективности использования данных материалов и геоинформационных технологий в целом. Геоинформационные технологии позволяют комплексно интегрировать знания о недрах, которые представляют собой результат следующих видов работ: топографических, геодезических, геологических, геофизических, геохимических, гидрологических, интерпретационных и теоретических. Эти данные должны быть организованы в базу геоданных корпоративного уровня, где основой интеграции является пространственная составляющая, так как почти все объекты геолого-геофизических исследований имеют реальное и вполне конкретное пространственное положение в трехмерном координатном пространстве, что и является основой для определения взаимосвязей между объектами.

Интерпретируя вышесказанное, получим, что базисом любой пространственной интеграции всегда будет актуальная и достоверная картографическая информация. Как правило, на практике при проведении

комплекса геологоразведочных работ, основой является топографическая карта соответствующего масштаба. Но в настоящее время наиболее современным и точным является использование трех составляющих:

- 1) цифровой модели местности – топографо-геодезической информации о местности и ее характеристики; является основой позиционирования данных при геологоразведочных работах;
- 2) цифровой модели рельефа – модели представления земной поверхности; позволяет точно позиционировать и верифицировать объекты изучения недр по высоте;
- 3) ортофотоплана – ортотрансформированной космической или аэрофотосъемки высокого пространственного разрешения; позволяет наиболее достоверно верифицировать пространственное положение в плане объектов ГРП.

Используя эти три основных вида, мы сможем точно позиционировать и верифицировать материалы геологоразведочных работ при поиске углеводородного сырья, которые чаще всего представляют массив разнородной и трудно поддающейся структурированию информации. Это позволит четко определить пространственные взаимосвязи объектов между собой в создаваемой модели изучаемого геологического объекта [1]. То есть, обобщая, можно сделать вывод, что одним из методов повышения качества и уровня взаимосвязей в создаваемой геологической модели является их точное позиционирование в реальном трехмерном координатном пространстве. Рассматривая данный вопрос с практической стороны, можно сделать вывод, что материалы геологоразведочных работ и результатов их интерпретации в базах данных корпоративного и проектного уровня должны быть представлены в виде пространственных объектов, таких как:

- 1) двухмерное картографическое представление в плане (например, геологическая карта);
- 2) псевдотрехмерное представление (например, сетчатая поверхность отражающих горизонтов);
- 3) трехмерная геометрия (например, 3D полилиния траектории стволов скважин);
- 4) цифровые материалы, ассоциированные с объектом (например, интервальные данные по скважине).

Данным материалом в цифровом представлении легко оперировать в геоинформационных системах, которые являются высокоэффективным инструментом, реализующим функции сбора, хранения, обработки и предоставления информации конечному пользователю.

Существующие в настоящее время геоинформационные системы, представляют собой достаточно сложные, функционально избыточные и дорогостоящие программные продукты. Обычно при реализации баз геоданных корпоративного уровня применяют концепцию централизованного управления и хранения на основе СУБД, а в качестве доступа к информации используют полнофункциональные настольные геоинформационные системы.

Данная концепция построения архитектуры информационных систем позволяет реализовать высокоэффективные и отказоустойчивые хранилища геоданных, но следует учитывать, что узким местом системы будет являться доступ к информации большому кругу специалистов, по ряду следующих причин:

1. Функциональная избыточность решений, откуда возникает сложность понимания и взаимодействия с программным обеспечением, что в свою очередь требует повышения квалификации специалистов в области геоинформатики;
2. Высокая стоимость программного обеспечения и его обслуживания.

Одним из вариантов решения данных проблем является использование современных технологий предоставления геоинформации основанных на концепции построения сервис-ориентированной архитектуры геоинформационных систем. В основе этой концепции лежит подход использования распределенных и слабо между собой связанных сервисов предоставления картографической информации, которые обычно реализуются как веб-службы, а доступ к ним реализован в виде программных интерфейсов по технологии «тонкий» клиент. Например, использование веб-браузера в качестве клиентской части для доступа к ГИС позволит значительно сэкономить на стоимости программного обеспечения и обслуживания системы.

Так же, для уменьшения функциональной избыточности программных решений необходимо создание простых интуитивно-понятных для конечного пользователя интерфейсов доступа к геоинформационной системе. На следующем этапе, необходимо реализовать в системе процедуры аутентификации пользователей с привязкой к ролям, т.е. пользователь геоинформационной системы, авторизовавшись в ней, получает функции и доступ к данным, которые доступны только ему в соответствии с его ролью в системе.

Перечислим основные преимущества сервис-ориентированной архитектуры геоинформационных систем:

1. Масштабируемость и распределенность системы;
2. Отказоустойчивость и безопасное использование геоинформации;
3. Интеграция с другими ИС;
4. Высокоэффективный многопользовательский доступ;
5. При использовании технологии «тонкий клиент» – экономия на ПО и его сопровождении;
6. Позволит использовать геоинформационные системы и технологии более широкому кругу специалистов без достаточной квалификации в области геоинформатики и картографии.

На рисунке приведен пример реализации сервис-ориентированной архитектуры геоинформационной системы корпоративного уровня на программной платформе ESRI ArcGIS и Microsoft и имеет следующее описание: хранение данных основано на технологии баз данных; сбор, обработка и управление геоданными, используя полнофункциональные геоинформационные системы; данные организованы в картографические сервисы и доступны в виде веб-сервисов, доступ к которым возможен как с использованием интернет среды передачи информации, так и локальной сети предприятия.

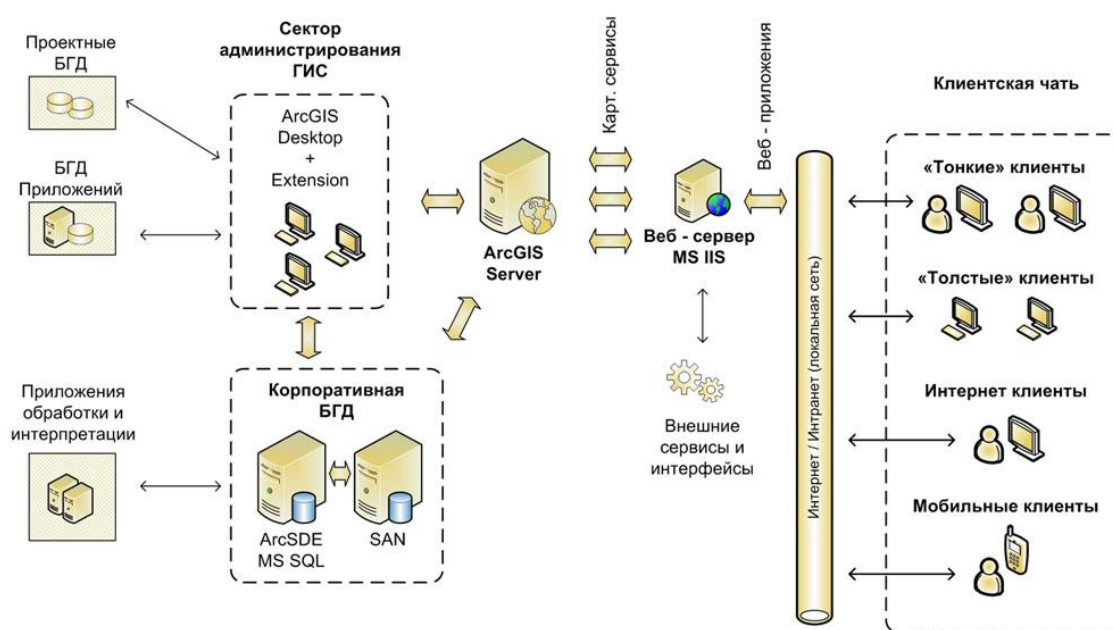


Рис. Схема функционирования геоинформационной системы корпоративного уровня

Подводя итоги, можно сказать, что использование современных геоинформационных технологий позволяет оптимизировать процесс решения задач природопользования при поисково-разведочных работах на нефть и газ. Так, например, использование сервис-ориентированного подхода для доступа к пространственным данным позволит любому специалисту без квалификации в области геоинформатики максимально использовать геоданные в своей работе.

Литература

1. Худяков С.С., Поздняков В.А., Ефимов А.С. Интегрированные геолого-геофизические модели на основе объектно-ориентированной геоинформационной системы // Геофизика (Технологии сейсморазведки-1), 2002. – С. 80 – 82.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НАДУГОЛЬНОЙ ТОЛЩИ БОЛТНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Е.В. Тарасова

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования являлись отложения надугольной толщи (продуктивный пласт $Ю_1^2$) Болтского нефтяного месторождения, расположенного в Парабельском районе Томской области.

Цель исследования – изучение литологического состава пород, установление условий формирования и закономерностей распространения песчаных пород-коллекторов.

При проведении фациального анализа применялся комплексный подход, включающий тщательное исследование кернового материала [2, 4, 5], а также методики, основанные на анализе геофизических данных [1, 3].

В основу выделения электрометрических моделей фаций (ЭМФ) положен единый принцип, основанный на том, что отложения каждой фации формируются при определенных гидродинамических режимах среды осадконакопления. Каждый тип ЭМФ выделялся по определенному набору диагностических признаков: знак отклонения кривой ПС; форма и характер наклона подошвенной, боковой и кровельной линий; ширина аномалии, измеренная по линиям $\alpha_{ПС}=0,5$ (для песчаников) и $\alpha_{ПС}=0,2$ (для глин); величина и положение максимального значения $\alpha_{ПС}$.

При детальном изучении керна, отобранного из интервалов залегания циклита $Ю_1^2$ скважин № 1, 2, 3, 4 и 106 особое внимание уделялось изучению седиментационных признаков, возникающих одновременно с образованием осадка – первичная слоистость и различные ее нарушения (деформации, возникающие в еще неконсолидированном осадке, а также, вызванные деятельностью животных и растений), диагенетические образования. После детального исследования керна была проведена его привязка к каротажным диаграммам.

Электрометрическая характеристика циклита $Ю_1^2$

По конфигурации кривой ПС выделено 3 типа ЭМФ, представленные на рисунке 1.

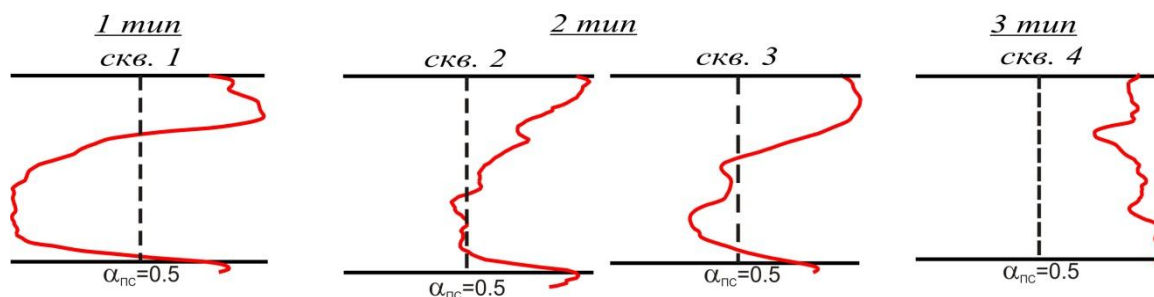


Рис. 1. Электрометрические модели фаций

1 тип выделен по разрезу скважины № 1, расположенной в северо-западной части месторождения. ЭМФ представлена сложно построенной аномалией, расположенной в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. Подошвенная линия горизонтальная; кровельная наклонная, боковая вертикальная. Максимальные значения $\alpha_{пс}$ достигают 1. Мощность песчаного тела, измеренная по линии $\alpha_{пс}=0,5$, составляет 4,9 м. Глинистой толще, залегающей в кровле циклита, соответствует положительная аномалия, мощностью до 2,4 м, с наклонной боковой линией.

В целом, гидродинамический режим при формировании песчаного тела сохранялся в течение длительного промежутка времени и соответствовал первому очень высокому уровню, что позволяет отнести ее к фациям трансгрессивных вдольбереговых баров или валов.

2 тип выделен по разрезам скважины № 2, 3 и 106. ЭМФ представлена отрицательной аномалией ПС с $\alpha_{пс} = 0,6 - 0,8$. Подошвенная линия прямая, слабонаклонная; кровельная – наклонная изрезанная; боковая – вертикальная волнистая, что характерно для краевых частей вдольбереговых трансгрессивных баров. Мощность, измеренная по линии $\alpha_{пс}=0,5$, изменяется от 2,4 м до 3,5 м. Положительная аномалия имеет боковую волнистую линию, а максимальная ширина ее составляет 2 м.

В общем, ЭМФ 2 типа характеризуется высокой гидродинамической активностью среды седиментации (2 уровень) на начальном этапе формирования, которая постепенно уменьшается до 5 уровня.

3 тип выявлен по разрезу скважины 4. ЭМФ имеет вид нескольких треугольника, расположенного в зоне отрицательных отклонений ПС (см. рис. 1). Кровельная и подошвенная линии наклонные, осложнены зубчатостью. Максимальное значение $\alpha_{пс}$ не превышает до 0,4.

Итак, 3 тип ЭМФ отражает частую смену палеогидродинамических режимов от низкого к среднему и наоборот. Вероятно, эти отложения формировались в условиях забаровых лагун.

Литологическая характеристика циклита Ю₁²

Разрез **ЭМФ 1 типа** охарактеризован керном скважины № 1 только в подошвенной и кровельной части. В основании циклита Ю₁² залегают глины темно-серые, углистые, участками сидеритизированные, с обилием обугленных растительных остатков и древесины (3 м).

Кровельная часть сложена алевролитами (0,21 м) светло-серыми с косоволнистой, разнонаправленной слоистостью, образованной тонкими прослоями углисто-глинистого материала (рис. 2, а), постепенно переходящими в глины серые (3,48 м), однородные, неяснослоистые, иногда с тонкими прослоями углистых глин, образование которых, вероятно обусловлено выходом вдольберегового вала на поверхность, в результате чего происходило его задренование.



а) Косоволнистая слоистость в алевролитах



б) Конкреции пирита в углистых глинах



в) Отпечатки обугленных растительных остатков

Рис. 2. Текстурно-структурные особенности пород 1 типа ЭМФ

Слоистость пологоволнистая и горизонтально-волнистая, линзовидная. Иногда наблюдается сидеритизация и карбонатизация пород. По всему слою отмечаются конкреции пирита, отпечатки крупных обугленных растительных остатков, в т.ч. древесины (рис. 2, б, в).

Разрез **ЭМФ 2 типа** представлен керном, отобранным из скважин № 2, 3 и 106. Наиболее полно циклит охарактеризован керном скважин 3 и 106. В основании циклита Ю₁² наблюдается переслаивание серых глин

(4,28 м), светло-серых алевролитов и песчаников. Песчаные и алевритовые породы с тонкими намывами сидерита, образующих волнистую непараллельную слоистость. Глины – с горизонтальной и пологоволнистой слоистостью. Повсеместно в породах отмечаются включения углефицированного растительного детрита (у.р.д.), отпечатки обугленных растительных остатков, в т.ч. папоротника, конкреции пирита с железистыми рубашками (рис. 3, а).

Выше залегают песчаники мелко- и среднезернистые, светло-серые (8,34 м) с редкими нитевидными намывами глинистого материала и сидерита. Отмечаются включения пирита в виде конкреций, глобулей и псевдоморфоз по растительным остаткам, а также редкие включения у.р.д.

Слоистость прерывистая, пологоволнистая, разнонаправленная, нарушенная деформационными текстурами (рис. 3, б), что характерно для прибрежной части моря с активной волновой деятельностью.

В основании песчаного пласта отмечаются внутриформационные послойно-уплощенные глинистые гальки серого цвета размером от мелких до 3*4 см. (рис. 3, в), образование которых связано с размывом подстилающих пород.

Кровельная часть циклита сложена темно-серыми глинами участками обогащенными сидеритом, с тонкой волнистой слоистостью, за счет алевритового материала. Встречаются включения обугленных растительных остатков древесины, иногда пиритизированных. На плоскостях наложения присутствуют мелкие округлые конкреции пирита (рис. 3, г).



а) Горизонтальная слоистость, конкреции пирита в глинах



б) Песчаник с пологоволнистой слоистостью



в) Внутриформационный размыв в песчанике



г) Осоковидные растительные остатки в глинах

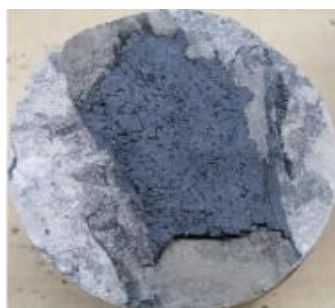
Рис. 3. Текстурно-структурные особенности пород 2 типа ЭМФ

Таким образом, выявленные текстурно-структурные особенности пород, косоволнистая и косая разнонаправленная слоистость, внутриформационные размывы, накопленная мощность песчаного пласта, наличие растительных остатков и обломков древесины свидетельствуют о том, что осадконакопление происходило в прибрежно-морских условиях с высокой гидродинамикой среды седиментации, а образование песчаного тела связано с обстановками вдольбереговых баров.

Разрез **3 тип ЭМФ** охарактеризован керном, отобранным из скважины № 4. В основании циклита (5,79 м) наблюдается чередование пород разного литологического состава – алевролитов и глин с прослойками и линзами алевролитов и мелкозернистых песчаников.

Слоистость волнисто-линзовидная, нарушена оползанием, взмучиванием, мелкими размывами. Иногда присутствуют следы жизнедеятельности *Palaeophycus*, отмечаются включения обугленной древесины, намывы растительного детрита и фрагментов растений на плоскостях наложения (рис. 4, а).

Породы пиритизированы, содержат мелкие и крупные округлые конкреции, часто с септариями каолинита (рис. 4, б).



а) Обломок обугленной древесины



б) Конкреции пирита с септариями каолинита



в) Алевролиты интенсивно биотурбированные

Рис. 4. Текстурно-структурные особенности пород 3 типа ЭМФ

Выше по разрезу алевролиты постепенно сменяются песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, участками алевритовыми с интракластами глинистых пород.

Слоистость косоволнистая и волнистая. В породах включения обугленной древесины, тонкие намывы растительного детрита и глинистого материала.

В кровельной части залегают алевролиты светло-серые, участками песчаные, интенсивно биотурбированные (рис. 4, в). Хорошо различимы ихнофоссилии типа *Palaeophycus*, *Scolithos*. Слоистость горизонтальная, полого-наклонная, пологоволнистая за счет присыпок углисто-глинистого материала (рис. 8, б), иногда отмечается тонкая послойная и рассеянная сыпь пирита. Контакт с нижележащими породами резкий.

В целом, отложения 3 типа ЭМФ характеризуются частой сменой пород с разным гранулометрическим составом (песчаников, алевролитов, глин), что свидетельствует о постоянной смене гидродинамической активности среды. В алевроглинистых породах сформировалась мелкая пологоволнистая слоистость характерная для обстановок с неактивной волновой деятельностью, а обилие следов жизнедеятельности морских донных животных указывает на относительно низкую гидродинамику, хорошую аэрацию и близость береговой линии.

Следовательно, можно сделать вывод, что осадконакопление происходило в условиях лагун, частично отделенных от открытого моря вдольбереговыми барами.

Таким образом, формирование отложений циклита Ю₁² связано с прибрежно-морской обстановкой, а образование песчаных пород-коллекторов – с вдольбереговыми барами.

Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 113 с.
2. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – 353 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Недоливко Н.М. Исследования керна нефтегазовых скважин: Практикум для выполнения научно-практических работ студентами направления «Прикладная геология». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 156 с.
5. Перевертайло Т.Г. Литологическая и электрометрическая характеристика продуктивных пластов нижнемеловых отложений Гураринско-Соболиного нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – Т. 310. – № 2. – С. 22 – 26.

ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМОВ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

А.З. Тухватуллина, Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова

Научный руководитель профессор Т.Н. Юсупова

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, г. Казань, Россия

В настоящее время в среднем около 50 % запасов нефти разрабатываемых месторождений размещены в карбонатных коллекторах. Карбонатные залежи Татарстана отличаются более высокими темпами обводнения и относительно большим водонефтяным фактором при соответствующей степени промывки.

Это обусловлено значительной вязкостью добываемой нефти, небольшими размерами залежей, низкими коллекторскими характеристиками, небольшими эффективными нефтенасыщенными толщинами.

В процессе разработки карбонатных коллекторов происходит постоянное изменение структуры их пустотно-порового пространства и фильтрационно-емкостных свойств. Неоднородность разреза отложений по коллекторским свойствам связана с чередованием пород, в различной степени подверженных вторичным изменениям, что, очевидно, связано со структурными особенностями различных типов известняков. Все эти факты существенно усложняют понимание механизма формирования залежи в карбонатных пластах.

К настоящему времени в работах различных авторов все чаще приводятся данные, свидетельствующие о том, что на некоторых разрабатываемых месторождениях страны имеют место притоки глубинных углеводородов [1–5, 7, 8]. Чрезвычайно важным является получение весомых фактических данных, подтверждающих (или опровергающих) гипотезу глубинного подтока углеводородных флюидов. В этой связи оценка возможностей геохимических исследований вмещаемых нефтяных флюидов является, несомненно, актуальной.

В работе авторов [6] проведено сравнительное изучение состава нефти и нефтесодержащей породы в башкирских и верейских карбонатных пластах Аканского месторождения РТ. В башкирских отложениях зафиксированы интервалы глубины залегания, в образцах из которых установлено аномально высокое содержание легких и средних углеводородных фракций. По результатам исследования органического вещества, присутствующего в поровом пространстве керна материала, сделано предположение о возможном дополнительном поступлении в залежь глубинных легких углеводородов. Подтверждение данного предположения получено при изучении поверхностных нефтей, добываемых из башкирских продуктивных пластов.

Дальнейшее исследование продолжено на образцах экстрактов из исследуемых нефтесодержащих пород. Экстракты разделены на группы: обогащенные легкими углеводородами, насыщенные нефтью,

характерной для отложений карбона, и содержащие глинистые минералы. Изучены компонентный, углеводородный и фракционный состав экстрактов башкирских и верейских отложений. Экстракты башкирских отложений с аномально легким органическим веществом отличаются меньшим содержанием асфальтенов по сравнению с характерным для карбона органическим веществом.

Наиболее высокими значениями содержания асфальтенов отличаются экстракты глинистых верейских отложений (около 40 % масс.), что в два раза превышает содержание асфальтенов в экстрактах с характерными для карбона показателями и что связано с процессами предпочтительной адсорбции асфальтенов на поверхности глинистых минералов.

Методом газожидкостной хроматографии продемонстрировано, что соотношение легких и тяжелых гомологов алканов, как нормального, так и изостроения, имеет повышенное значение для экстрактов башкирских отложений с аномально легким органическим веществом. На диаграмме молекулярно-массового распределения алканов экстрактов с характерным для карбона органическим веществом наблюдается наличие двух зон, а именно до C_{17} - C_{18} и выше C_{18} (как и на хроматограммах добываемых нефтей башкирских отложений), что также свидетельствует о том, что флюид представляет собой смесь разных природных составляющих.

Комплексным термическим анализом также установлено более высокое содержание легких фракций в экстрактах с легким органическим веществом – они обладают самыми высокими значениями показателя фракционного состава F , характеризующего отношение массовой доли структур, испарение и термоокислительная деструкция которых происходит до $400^\circ C$, к массовой доле тяжелых конденсированных структур. Кроме того, в данных образцах содержатся самые легкие компоненты, для которых зафиксирована потеря массы в области температур от 20 до $109^\circ C$. Это может свидетельствовать о присутствии в исследуемом экстракте растворенных легких углеводов.

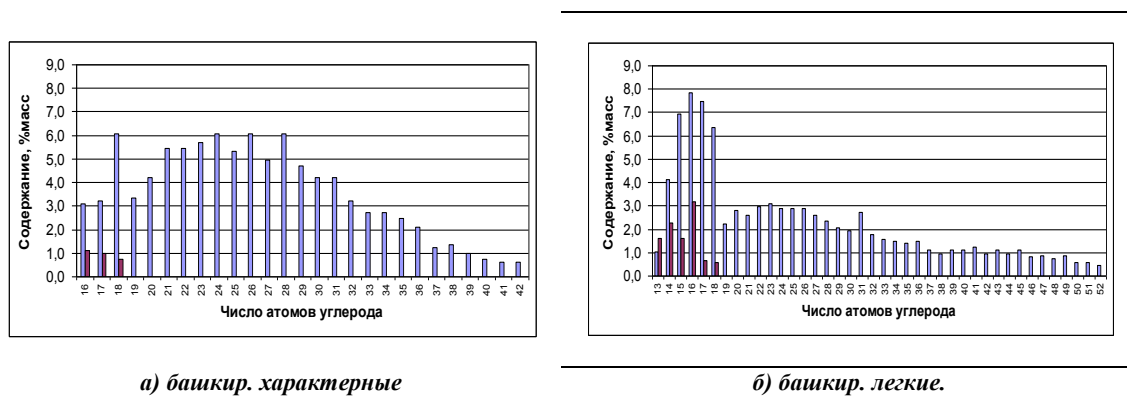


Рис. Молекулярно-массовое распределение алканов экстрактов Аканского месторождения

Необходимо отметить, что для других образцов подобной картины не наблюдается. По результатам исследования экстрактов получено очередное подтверждение многофазного заполнения залежи в башкирских отложениях карбонатных пластов Аканского месторождения. Таким образом, в настоящее время актуальной является проблема повышения ресурсов нефтегазовых месторождений, в том числе за счет интенсификации притока в них глубинных углеводородов. При этом возникают новые специфические вопросы теоретического и прикладного плана, требующие своего изучения.

Это подтверждает необходимость всестороннего рассмотрения (изучения) механизмов формирования нефтяных залежей и развития соответствующей методологии обнаружения подтока глубинной нефти по данным состава и свойств добываемых и керновых нефтей.

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ проект № 12-03-00487; проект № 12-05-31345.

Литература

1. Интенсификация притока глубинных углеводородов / Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. и др. // Доклады Академии наук, 2006. – Т. 406. – № 2. – С. 221 – 224.
2. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки / Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. – М.: Геос, 2003. – С. 106 – 109.
3. Муслимов Р.Х. Роль старых нефтедобывающих районов в энергетической стратегии России в первой четверти 21 столетия // Нефтяное хозяйство, 2003. – № 4. – С. 11 – 15.
4. Остроухов С.Б., Бочкарев В.А. Изменения состава нефтяных залежей разломно-блоковой системы в процессе их разработки (на примере Алексеевского месторождения) // Материалы VII Международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск: Изд-во Института оптики и атмосферы СО РАН, 2009. – С. 185 – 188.
5. Сидорова Н.Н. Исследование динамики аномальных изменений свойств и состава нефтей в зависимости от тектонической активности Земли // Материалы Международной конференции «Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов», 13 – 16 ноября, Казань, 2007. – С. 407 – 410.
6. Состав нефтей в карбонатных пластах верейских и башкирских отложений Аканского месторождения Республики Татарстан / Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Тухватуллина А.З. и др. // Нефтехимия, 2012. – № 4. – С. 243 – 248.

7. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активации // Георесурсы, 2002. – № 1 (9). – С. 18 – 23.
8. Юлбарисов И.М., Юлбарисов Э.М. Приток глубинной нефти можно считать и как МУН, и как метод интенсификации добычи нефти // Материалы Международной научно-практической конференции «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья», 7-8 сентября, Казань, 2011. – С. 492 – 495.

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОЦЕНКА ФАЗОВОГО НАСЫЩЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Г.А. Федоров¹, С.А. Константинов²

Научный руководитель доцент Н.П. Пастухов

¹Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

²ООО НПФ «Сибэкосервис», г. Иркутск, Россия

Поиски и разведка промышленных скоплений нефти и газа в условиях развития неструктурных залежей углеводородов (УВ) с мозаичным типом коллекторов, осложненных тектоническими нарушениями, весьма затруднительны. Решение вышеназванных задач традиционными геофизическими методами (сейсморазведка), как показывает опыт ГРП на юге Сибирской платформы, без проведения или сопровождения геофизических методов геохимическими исследованиями не всегда эффективно.

В этой связи для поисков и разведки скоплений УВ в сложных геологических условиях, предлагается комплекс поисковых методов, включающий сейсморазведку МОГТ-2Д и геохимические исследования в модификации скважинных и наземных (по поверхностным отложениям и водам) методов. Предлагаемый комплекс методов позволяет эффективно решать следующие задачи:

- составление сейсмогеохимической модели осадочного разреза, включая нефтегазовую залежь (рис.);
- уточнение контура нефтегазоносности;
- определение высокодебитных участков в терригенных и карбонатных коллекторах с отдельным прогнозом на фазовое насыщение (нефть, газ, вода, неколлектор);
- картирование тектонических нарушений и разуплотненных зон с оценкой их проводящих и экранирующих свойств.

При этом по данным геохимических исследований:

1) составляется геолого-геохимическая модель осадочного разреза района работ, выделяются интервалы нефтегазового насыщения с определением по геохимическим показателям типа и состава пластового флюида с оценкой качества покрышки и геолого-геохимических условий, благоприятных для сохранности скоплений УВ;

2) выявляются разломы разного ранга и тектонически ослабленные зоны, в том числе активные, оцениваются их флюидопроницаемые и экранирующие свойства;

3) выделяются по геохимическим критериям зоны улучшенной трещинной проницаемости в продуктивных отложениях, в том числе и в вышележащем карбонатном разрезе;

4) проводится моделирование геохимических полей способом аналитического продолжения полей концентраций УВГ, водорода и гелия на уровень продуктивных отложений (коллекторов) и увязкой с данными электроразведки (ЗСБ) и сейсморазведки;

5) осуществляется уточнение контуров нефтегазонасыщенных коллекторов с выделением высокодебитных участков, в том числе отдельно по нефти и газу;

6) выявляются в пределах контура месторождения зоны повышенной гелиеносности;

7) проводится геохимическое районирование территории по степени перспективности с построением карты перспектив нефтегазоносности;

8) представляются рекомендации по выбору участков для поискового бурения.

Эксклюзивными задачами геохимических исследований является оконтуривание зон нефтенасыщения и оценка их фазового насыщения.

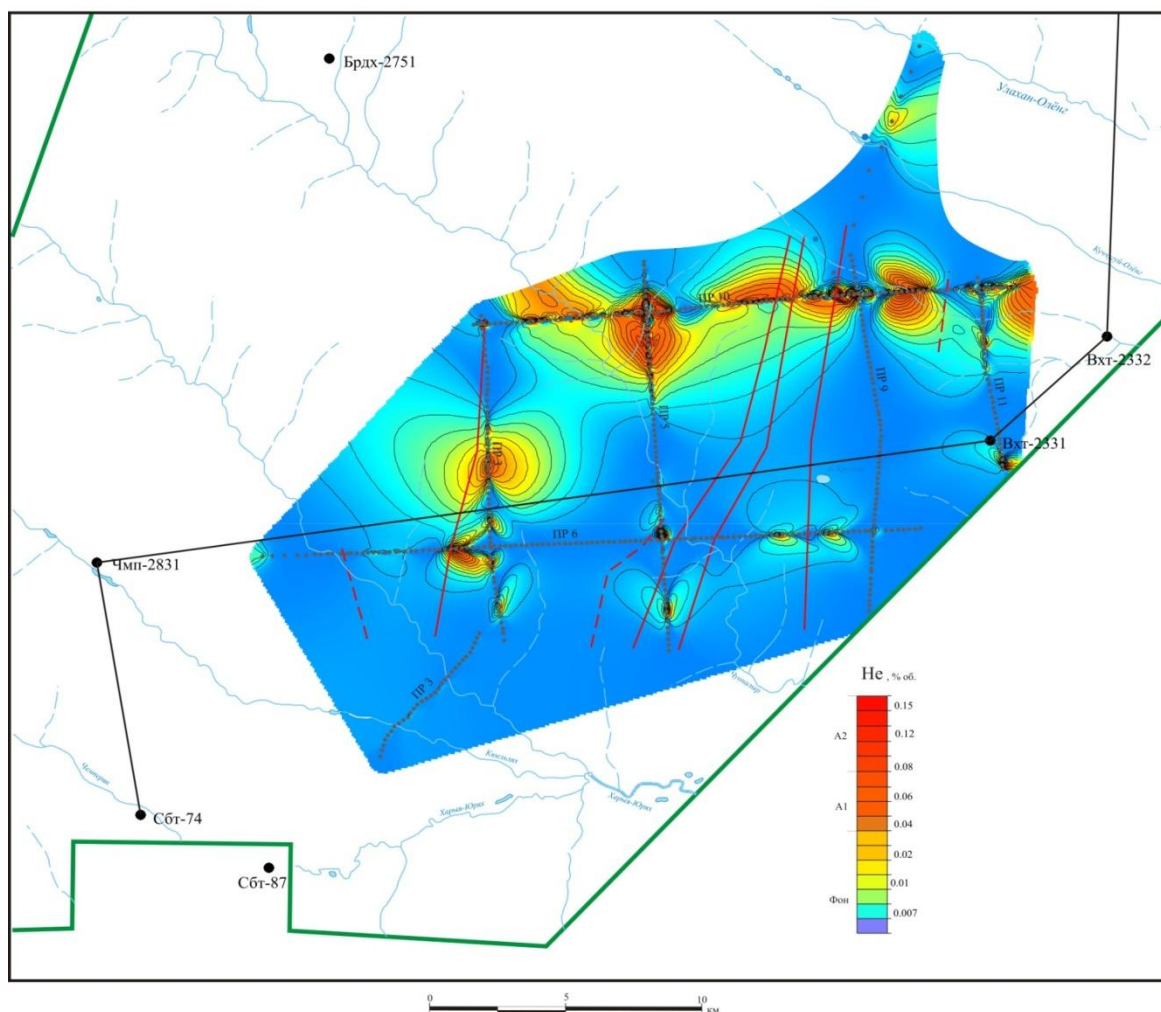
Основными геохимическими показателями при оценке фазового насыщения терригенных и карбонатных коллекторов являются:

-Коэффициент сухости сорбированных и водорастворенных УВ газов (CH_4/TUV), величина которого функционально связана с таковой в пластовых флюидах (нефть, $K_c = 2-5$, газ, $K_c > 10-15$; газ с конденсатом, $K_c = 5-10$). Для конкретного района величина K_c может варьировать в незначительных пределах.

-Величина бутанового и пентанового коэффициентов (iC_4/nC_4 ; iC_5/nC_5) также меняется при изменении фазового насыщения коллекторов. Нефтяное насыщение характеризуется величинами коэффициентов менее 0,4, газоконденсатное – 0,4-0,8 газовое – более 0,8.

-Типы УВ газов в зависимости от фазового насыщения также меняются: над водонасыщенным коллектором, как правило, распространен нормальный тип УВ газовых смесей с высоким содержанием водорода и двуокиси углерода, над нефтенасыщенным – «тяжелый» тип, над газонасыщенным – «легкий».

Оконтуривание границы распространения продуктивных коллекторов осуществляется по «краевым» эффектам или кольцевым аномалиям УВ газов, CO_2 , H_2 и ароматическим УВ, распределению УВ типов газов и по комплексу литогеохимических показателей (физико-химическим свойствам среды: рН, Eh, ΔC , $\Delta \alpha$, битумам и др.).



1 – контур Мирнинского ЛУ; 2 – скважины глубокого бурения; 3 – тектонические нарушения, по данным электроразведки и сейсморазведки: а – достоверные, б – предполагаемые; 4 – пункты геохимического опробования шлама и призабойного воздуха; 5 – пункты гидрогазогеохимического опробования; 6 – линия геохимического разреза по глубоким скважинам

Рис. Распределение концентраций гелия в свободных газах приповерхностных отложений Мирнинского ЛУ

Ориентировочный комплекс сейсморазведочных и геохимических критериев выделения нефтегазонасыщенных коллекторов и тектонических нарушений апробирован на ряде площадей в Иркутской области и Якутии и показал высокую эффективность.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВПАДИНЫ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

Н.Л. Цветкова¹, М.В. Хахулина²

¹Открытое акционерное общество «Научно-Производственный Центр «НЕДРА», г. Ярославль, Россия

²Закрытое акционерное общество «ВолгоградНИПИнефть», г. Волгоград, Россия

В последние 4-5 лет самые глубокие скважины в осадочных бассейнах мира бурятся в прибрежной мелководной зоне Мексиканского залива в районе дельты реки Миссисипи.

Этот район является частью сверхглубокого (до 15-16 км) осадочного бассейна Мексиканского залива, располагается над зоной растяжения земной коры его периферии.

Сверхглубокое бурение ведется на палеогеновые купольные подсолевые структуры, установленные геофизическим данным на глубине более 8-8,5 км. Ниже приводится информация по официальным отчетным данным компании McMoran, имеющимся на ее официальном сайте.

Структура Блэкберд (Blackbeard).

Расположена в 180 км к юго-западу от г. Нового Орлеана и в 45 км от побережья штата Луизиана (рис. 1). В своде этой подсолевой структуры, при глубине воды 21 м, была пробурена скважина Блэкберд Вест, а в 4 км к востоку уже на склоне структуры, при глубине воды 24 м, была пробурена скважина Блэкберд Ист.

Скважина Блэкберд Вест-1

Бурение началось в первой половине 2005 г. и осуществлялось компанией Еххоп до глубины 9164 м. Новым оператором стала компания McMoran, которая завершила бурение при глубине 10 036 м (ниже дна) в октябре 2008 г. На забое вскрыты карбонатные отложения верхнеэоценового возраста (рис. 2). Давление на забое превышает 2040 атм. При геофизических исследованиях ниже глубины 9164 м установлены четыре зоны с потенциальным углеводородным насыщением. Ресурсы УВ оцениваются в 150 млн. т. у.т. Скважина временно законсервирована.

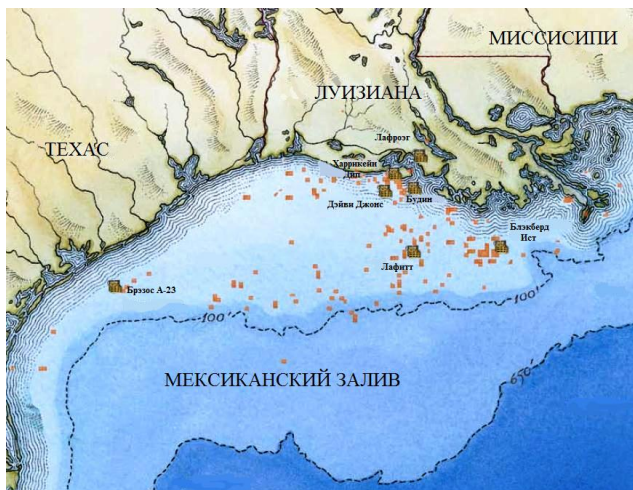


Рис. 1. Положение структур Блэкберд и Лафитт в мелководной части Мексиканского залива (глубина указана в футах)

Скважина Блэкберд Ист-1

Бурение началось 4 марта 2010 г., окончено в январе 2012 г. Достигнутая глубина скважины ниже дна 10 155 м, фактический горизонт – карбонатные отложения формации верхнеэоценового возраста. Эксплуатационная колонна спущена до забоя. Данные геофизических исследований свидетельствуют, что ниже толщи солей углеводородное насыщение имеет место в олигоценовых формациях Фрио и Виксбург, а также в верхнеэоценовой формации Спарта. Верхний горизонт насыщенных углеводородами песков формации Фрио встречен на глубине около 9144 м.

Отложения формации Виксбург содержат суммарно 3 м продуктивных песков в 12 м интервале. Интервал формации Спарта в 91,5 м, насыщенный углеводородами, представлен трещиноватыми карбонатами.

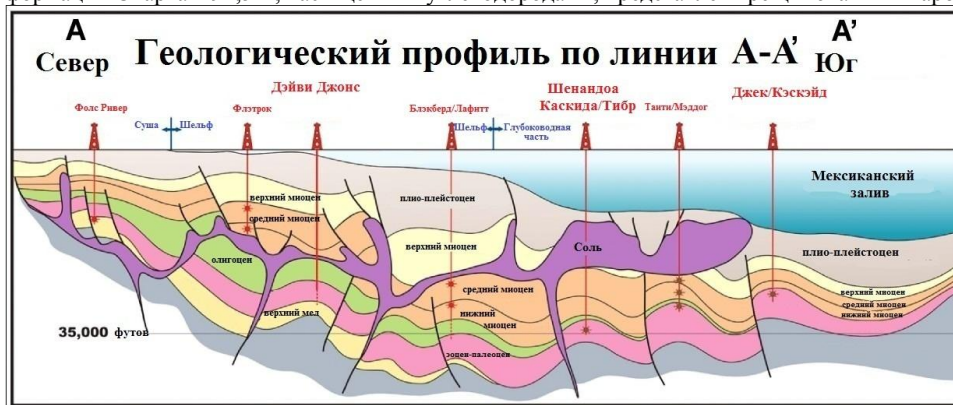


Рис. 2. Геологический профиль по линии А-А' через Мексиканский залив

Структура Лафитт (Lafitte)

Расположена в 90 км к западу от структуры Блэкберд в акватории Мексиканского залива с глубиной воды 43 м (рис. 1).

Скважина Лафитт

Бурение началось 3 октября 2010 г., окончено в марте 2012 г. Достигнутая глубина скважины ниже дна 10 370 м. Забой в отложениях верхнеэоценовой формации Спарта. Давление на забое более 2100 атм. Геофизические исследования показали углеводородное насыщения в 35 м интервале в среднемиоценовых отложениях, 17,6 м интервале в нижнемиоценовой формации Cris-R и 12 м интервале в олигоценной формации Фрио в интервале глубин 9540-9662 м, а также двух насыщенных УВ зон суммарной толщиной 20 м в верхнеэоценовом разрезе. В настоящее время решается вопрос об изготовлении необходимого оборудования и получении разрешения на испытание скважин в условиях глубин более 10 000 м.

В связи с получением прямой геологической информации о глубинах более 10 км во впадине Мексиканского залива необходимо обратить внимание на ряд обстоятельств.

Во-первых, около одной трети разреза этой впадины в диапазоне глубин 10-16 км остается не изученной бурением.

Во-вторых, наличие гигантских нетрадиционных залежей сланцевых углеводородов более древнего возраста, например, мелового – типа Игл-Форд, или верхнеюрского – типа Хайнесвилл непосредственно севернее рассматриваемой территории позволяет очень высоко оценивать УВ потенциал еще не вскрытых бурением отложений в диапазоне глубин 10-16 км.

В-третьих, если судить по стратиграфической колонке глубоководной скважины Пердидо в западной части впадины Мексиканского залива, можно предположить существование в районе дельты р. Миссиссипи на глубине 12-13 км нижнеюрской соли Лоуан (Louann) и, возможно, еще одного уровня подсолевых залежей УВ.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Цепляева

Научный руководитель доцент С.Р. Бембель

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время, в связи с истощением запасов нефти на месторождениях простого строения, внимание исследователей все больше привлекают сложные типы коллекторов, к числу которых в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ), в первую очередь, относится баженовская свита. Залежи нефти в отложениях этой свиты рассматриваются как один из стратегически важных объектов для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли России, поэтому необходимо изучить взгляды на формирование разрезов данной свиты.

Наиболее интересными с точки зрения нефтеносности являются так называемые аномальные разрезы (АР) баженовской свиты. На территории ХМАО-Югры и ЯНАО закартировано множество площадей с подобным типом разреза [1-13]. Под АР понимается такой разрез, где характерная почти для всей Западной Сибири пачка темноокрашенных битуминозных аргиллитов на ограниченных участках либо расслаивается песчаниками, алевролитами, глинами, либо вовсе отсутствует [1, 2, 4, 6, 8, 9].

На временных сейсмических разрезах интервал поля отраженных волн, соответствующий баженовской свите, обычно имеет высокоамплитудную, трехфазную форму, устойчивую, хорошо коррелируемую по площади и легко распознаваемую на временном разрезе.

На участках АР баженовской свиты и ачимовской толщи в соответствующем интервале наблюдается иная волновая картина: теряется устойчивость формы волнового пакета, резко падает амплитуда, часто отмечаются неустойчивое местоположение экстремумов отражений и потеря непрерывной корреляции. При бурении в этих отложениях вместо монолитной маломощной (первые десятки метров) толщи битуминозных глин, как это имеет место в стандартных разрезах, наблюдается хаотическое чередование пластов и прослоев песчаников, сероцветных и битуминозных глин. Физические и геометрические параметры этих пластов и прослоев значительно варьируют по площади [1, 7, 9].

Изучением строения и условий образования АР занимались В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари, В.А. Корнев, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, В.В. Огибенин, Т.М. Онищук, Л.Л. Трусов, Г.С. Ясович и др. исследователи [3, 6, 7, 8, 9, 13]. Главным фактором, определяющим высокую нефтеперспективность аномальных разрезов, является тесное сочетание в разрезе классических баженовских аргиллитов с включениями песчано-алевролитовых коллекторов. Это объясняет пристальный интерес исследователей к вопросам, связанным с условиями формирования данного геологического объекта и особенностями его геологического строения. В настоящее время существуют несколько гипотез формирования аномального разреза баженовской свиты.

Подводно-оползневая модель образования АР [7, 8] подразумевает, что песчано-алевролитовые слои аномальных разрезов представляют собой продукт деятельности более поздних (валанжинских) оползней, расклинивших отложения баженовской свиты и внедривших в нее принесенный обломочный материал ачимовской толщи. Согласно представлениям А.А. Нежданова, Н.Н. Туманова, В.А. Корнева [7], при циклических понижениях уровня моря, сильных штормах происходило сбрасывание значительных масс терригенных осадков в глубоководную зону.

Крупные оползневые массы, создавая значительную нагрузку на подстилающие образования, приводили к их разрыву и смятию в зонах наибольшей неоднородности упругодеформированных свойств пород. При таких нагрузках битуминозные глины отрывались от образований, залегающих в кровле георгиевской свиты, деформировались, раскалываясь на отдельные прослои, промежутки между которыми заполнялись

песчано-глинистым материалом, поступающим в оползнях. Согласно данной теории, песчано-алевролитовые отложения внутри АР и ачимовская толща представляют собой единое оползневое тело.

В работах О.Г. Зарипова и В.П. Сонича [4] подробно рассмотрена **модель палеоостровов**. На основе изучения керн по ряду площадей Западной Сибири авторы работ отрицают связь песчано-алевролитовых прослоев баженовской свиты и ачимовских отложений, считая более логичным придерживаться мнения об одновозрастности песчаных прослоев с вмещающими их типичными баженовскими породами, допуская существование в волжском палеоморе морских пульсационных течений, периодически проявляющихся в виде зерновых потоков, транспортирующих с областей размыва ранее накопившийся терригенный материал.

Седиментологическая модель формирования АР опирается на гипотезу, предложенную О.М. Мкртчяном [6], в соответствии с которой баженовские битуминозные аргиллиты являются самыми глубоководными фациями клиноформного комплекса, фациально замещая в западном направлении, а в трансгрессивные этапы перекрывая ранее сформировавшиеся ачимовские песчано-алевролитовые пласты.

Такое многообразие теорий связано со сложностью интерпретации данных, получаемых при изучении АР. Классические представления о строении баженовской свиты сводятся к следующему. Установлено, что титон-берриасские отложения в центральной части Западно-Сибирской плиты представлены битуминозными, плитчатыми глинами, выделяемыми в объемах баженовской и тутлеймской свит. Неоднородность (там, где она имеется) битуминозных глин выражается в том, что образцы кернов из рассматриваемой части разреза представлены остроугольными, неокатанными уплотненными обломками глин, сцементированных песчано-алевритистым материалом [11].

В отдельных прослоях породы поставлены «на голову», что также говорит об активных тектонических процессах, формировавших эти интервалы разреза. Многочисленные тектонические контакты, представляющие собой зеркала скольжения с характерной штриховкой, выполнены хорошо окристаллизованным кальцитом и каолинитом, что указывает на перемещение по системам тектонических трещин гидротермальных растворов [1].

Можно сделать вывод, что генезис отложений должен определяться, в первую очередь, по керновым данным. При написании работы также был проведен анализ керн отложений баженовской свиты из скважин в различных частях Западной Сибири. По результатам анализа имеющегося кернового материала по битуминозным глинам был сделан вывод о том, что аномальным разрез можно называть только при сингенетичном характере накопления как битуминозных, так и небитуминозных глин и песчаных отложений.

«Аномальные» песчаные линзы на некоторых площадях Сургутского свода содержат залежи нефти и газа в пластах, индексируемых, как Ю₀^к и Ю₀-ач. Проницаемые пропластки трещиноватых интервалов отложений баженовской свиты выделяются в пласт Ю₀, который содержит залежи нефти в пределах Тевлинско-Рускинского, Федоровского, Тончинского, Камынского, Вачимского, Конитлорского и Ай-Пимского месторождений нефти и газа.

В региональном площадном размещении аномальных разрезов отмечаются четкие закономерности, их зоны характеризуются субмеридиональной ориентировкой [1, 5, 12], согласующейся с направлением Сургутской моноклинали – Быстринско-Вачимско-Конитлорской структурной зоны, прослеживающейся с юга на север более чем на 100 км.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Ю₀ достигают 4,4 м. Дебиты нефти меняются от непромышленных притоков (1,4 м³/сут. при Нд=275 м) до 43,2 м³/сут. на 6 мм штуцере. Залежи нефти пласта Ю₀ связаны с трещинным коллектором и имеют локальное распространение и очень малые размеры [4, 12].

Различия строения АР баженовской свиты на разных площадях Западно-Сибирского НГБ объясняется различным сочетанием оползневых и турбидных процессов, приведших к их образованию [2].

Знание генезиса аномальных разрезов баженовской свиты позволит правильно проектировать поисковые работы, точнее оценивать запасы углеводородов в отложениях такого типа. Наличие зоны АР баженовской свиты является своеобразным поисковым признаком для обнаружения залежей УВ в пласте Ю₀^к и пластах ачимовской толщи. Единство пластов ачимовско-баженовского комплекса свидетельствует о возможности их широкой гидродинамической связи, что позволяет считать ачимовскую толщу в зонах развития аномальных разрезов баженовской свиты важным и перспективным объектом поиска углеводородов.

Несмотря на кажущуюся изученность, баженовская свита остается непознанным объектом, как для геологов, так и для разработчиков. В связи со специфическими условиями залегания запасов баженовской свиты необходимо внедрение новых инновационных технологий при их разведке и разработке. Введение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов залежей баженовских отложений представляет собой важную отраслевую задачу. Создание технологии разработки баженовских отложений коренным образом может решить проблему обеспечения добычи нефти на действующих и вновь разбуриваемых месторождениях Западной Сибири.

Литература

1. Бембель С.Р., Задоев Л.А. Природа аномальных разрезов баженовской свиты на Южно-Ватъеганской площади (верхняя юра Западной Сибири) // Бюл. МОИП, разд. Геология. – М., 1993. – Т. 68. – Вып. 1. – С. 115 – 119.
2. Бордюг М.А. Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения / Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С. и др. // Геология нефти и газа, 2010. – №1. – С. 32 – 40.

3. Бочкарев В.С., Боярских Г.К. Особенности структурного плана кровли баженовского горизонта. // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири // Труды ЗапсибНИГНИ. – Тюмень, 1985. – С. 48 – 64.
4. Зарипов О.Г., Сониц В.П. Новый тип разреза баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО IV науч.-практ. конф., 2001. – С. 143 – 153.
5. Курсин С.В., Наумов А.Л., Онищук Т.М. Особенности строения отложений баженовской свиты на площадях Среднего Приобья // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень, 1984, – Вып. 61. – С. 6 – 9.
6. Мкртчян О.М. О некоторых седиментационных моделях продуктивных пластов верхнеюрского васюганского комплекса Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО, 2005. – № 15. – С. 19 – 24.
7. Нежданов А.А., Туманов Н.Н., Корнев В.А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика // Сейсмозаземка для литологии и стратиграфии // Труды ЗапсибНИГНИ. – Тюмень, 1985. – С. 64 – 71.
8. Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Состав пород и условия образования аномальных разрезов баженовской свиты // Геохимия процессов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири // Труды ЗапсибНИГНИ. – Тюмень, 1986. – С. 118 – 127.
9. Нестеров И.И., Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Аномальные разрезы баженовской и мегийской свит Западной Сибири // Геология нефти и газа. – М., 1986. – № 4 – С. 23 – 28.
10. Никонов В.Ф., Ревнивых В.А. Основные черты осадочного процесса, его отражение в литологическом составе и физических характеристиках юрских и неокочских отложений Среднего Приобья // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Четвертая научно-практическая конференция, 2001. – С. 178 – 183.
11. Соколовский А.П., Соколовский Р.А. Аномальные типы разрезов баженовской и тутлейской свит в Западной Сибири // Вестник недропользователя ХМАО, 2003. – №11. – С. 38.
12. Судакова В.В. Аномальные разрезы баженовской свиты на примере Федоровского месторождения нефти и газа. Модель их формирования и нефтеносность // Известия вузов. Нефть и газ, 1997. – № 6. – С. 14 – 16.
13. Ясович Г.С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья // Труды ЗапсибНИГНИ. – Тюмень, 1981. – Вып. 166. – С. 51 – 60.

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю₁ НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.И. Шарун

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе изучалось строение, состав и условия формирования отложений основного продуктивного горизонта – Ю₁ юрского возраста Западно-Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение открыто в 1986 г., находится в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района.

Актуальность исследований связана с нефтегазоносностью горизонта, его сложным строением и полифациальностью отложений, что затрудняет прогноз ловушек неантиклинального типа.

Цель работы – выявление особенностей строения горизонта и условий осадконакопления, благоприятных для формирования песчаных коллекторов.

В литофациальном отношении горизонт рассматривается в качестве регионального циклита Ю₁. В составе его выделяются [1] снизу вверх по разрезу три зональных циклита. Нижний зональный циклит – Ю₁P – регрессивный, сформирован в эпоху раннеоксфордской регрессии моря, выделен в составе подугольной толщи от подошвы верхневасюганской подсвиты до угля с индексом У₁в и состоит из локальных циклитов Ю₁⁴ и Ю₁³.

Средний зональный циклит – Ю₁K – континентальный, сформирован в эпоху континентального осадконакопления, выделен в составе межугольной толщи и состоит из локального циклита Ю₁^м, перекрытого угольным пластом У₁; и верхний зональный циклит – Ю₁T₂ – трансгрессивный, сформирован в эпоху позднеоксфордской трансгрессии моря.

Он выделен в составе надугольной толщи, от кровли угольного пласта У₁ до подошвы георгиевской свиты с локальными циклитами Ю₁¹, Ю₁².

В вертикальном и латеральном направлениях отмечается постоянное переслаивание отложений разного литологического состава и сложные переходы между ними. Это обусловлено тем, что отложения горизонта сформированы в разных фациальных обстановках континентального, морского и переходного режимов седиментации и представлены терригенными породами изменчивого состава (песчаники, алевролиты, глинистые породы) с разными емкостно-фильтрационными свойствами.

Промышленная нефтегазоносность связана с песчаными пластами 4 локальных циклитов: Ю₁³, Ю₁^м, Ю₁², Ю₁¹. Залежи пластовые, сводовые, иногда тектонически (Ю₁² – в скв. 187) или литологически (скв. 188, 184) экранированные. Извлекаемые запасы нефти составляют 0,5 млн. тонн по категории С₁ и 1,8 млн. тонн по категории С₂.

Для выявления условий образования применялся следующий алгоритм исследований: построение схемы корреляции; вспомогательных карт; литолого-фациальная характеристика отложений с применением керновых и каротажных данных, электрометрическое и седиментологическое моделирование по методике В.С. Муромцева [2]; построение литолого-фациальных карт; выделение коллекторов по классификации А.А. Ханина [3].

Для диагностики типов коллекторов применялась методика, разработанная Муромцевым, по которой значениям α ПС соответствуют определенные типы коллекторов (А, Б, В и непроницаемым породам): от хорошо проницаемых коллекторов 1-3 класса со значениями α ПС 1-0,8 до пород-покрышек (значение α ПС менее 0,2) [2].

В результате проведенных исследований было установлено, что средне- мелкозернистые песчаники и алевритоглинистые отложения *циклита* $Ю_1^4$ накапливались в прибрежно-морской обстановке в центральных, склоновых и подошвенных участках вдольбереговых баров и сформировали 4 группы коллекторов: типы А и Б развиты в центральных и склоновых частях баров, тип В и участок непроницаемых пород – в подошвенных.

Низкие коллекторские свойства пород позволяют отнести эти отложения к V классу, по А.А. Ханину.

Средне-мелкозернистые песчаники с алевритоглинистыми прослоями, глинисто-углистые отложения *циклита* $Ю_1^3$ формировались в менее глубоководных прибрежно-морских условиях, по сравнению с *циклитом* $Ю_1^4$: в нижней и верхней предфронтальных зонах пляжа, в маршевых болотах и в каналах приливных промоин. Коллекторы типа А сформированы в нижней предфронтальной зоне пляжа и в каналах приливных промоин, тип Б – в нижней и верхней предфронтальных зонах пляжа, тип В – в верхней предфронтальной зоне пляжа.

По сравнению с *циклитом* $Ю_1^4$ мощность песчаника снижается, коллекторские свойства пород так же соответствуют V классу.

Средне-мелкозернистые песчаники и алевритоглинистые отложения *циклита* $Ю_1^M$ накапливались в континентальной обстановке в руслах отмелей интенсивно меандрирующих рек, старицах, во внутренней части поймы. Отложения представлены четырьмя типами коллекторов: тип А сформирован в русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек, тип Б – так же в русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек и во внутренней части поймы, тип В – русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек, в старицах и во внутренней части поймы, непроницаемые породы – во внутренней части поймы. Коллекторы соответствуют IV-V классам [1].

Песчаники средне-мелкозернистые и алевритоглинистые отложения *циклита* $Ю_1^2$ накапливались в переходной от морской к континентальной обстановке в каналах рукавов, проток и в межканальных участках надводной дельтовой равнины.

Породы представлены коллекторами типов Б и В. Коллекторские свойства пород низкие, что позволяет отнести их к V классу коллекторов.

Песчаники мелкозернистые и алевритоглинистые отложения *циклита* $Ю_1^1$ формировались в прибрежной полосе мелководного морского бассейна.

Отложения *циклита* представлены коллекторами: типа Б, сформированными в устьевых барах; типа В, развитыми в бороздинах, желобах, участках между бороздинами подводной дельтовой равнины; и непроницаемыми породами, сформировавшимися в зоне волнений. Коллекторские свойства пород пониженные и низкие, коллекторы относятся к IV-V классу.

Сделанные выводы сводятся к следующему:

- *циклит* $Ю_1^4$ сформирован в прибрежно-морских условиях, наиболее перспективным является северный участок площади;
- *циклит* $Ю_1^3$ сформирован так же в прибрежно-морских условиях, наиболее перспективными являются юго-западный и восточный участки;
- *циклит* $Ю_1^M$ сформирован в континентальных условиях, наиболее перспективными являются северный и юго-восточный участки;
- *циклит* $Ю_1^2$ сформирован в условиях переходного режима осадконакопления, наиболее перспективными являются северный, юго-западный и юго-восточный участки;
- *циклит* $Ю_1^1$ сформирован в прибрежной полосе мелководного морского бассейна, наиболее перспективным является юго-восточный участок.

Литература

1. Ежова А.В. Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области // Геология нефти и газа, 2008. – № 2. – С. 19–21
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
3. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

ПРОЦЕССЫ САМООРГАНИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Шелегин

Научный руководитель профессор В.Н. Сальников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Законы природы приводят к появлению определённого порядка из первоначального хаоса и затем к усложнению и развитию образовавшихся упорядоченных структур. Для того чтобы выработать подход, который имел бы возможность приложения к самым различным явлениям в разных научных дисциплинах, был предложен термин синергетика [3].

Синергетика – это наука, занимающаяся исследованием процессов самоорганизации (образования, поддержания и распада структур в неравновесных сложных системах). Эти системы имеют вход и выход, то есть обмениваются с окружающей средой потоками энтропии (энергии, вещества, информации). Поэтому система оказывается выведенной из состояния термодинамического равновесия (становится неравновесной). В системе происходят необратимые процессы, которые могут самопроизвольно протекать только в одном определенном направлении [13].

Сама система является иерархией подсистем, образующих целостность. Протекающие процессы имеют кооперативный (коллективный) характер. Подавляющая часть геологических систем представляет собой системы с химическим взаимодействием, где в ходе физико-химических процессов образуются скопления минералов. Тем не менее, статистический подход к проблемам самоорганизации позволяет подойти к анализу самоорганизации открытых систем, критериев их относительной степени упорядоченности.

На основе синергетики появилась возможность предсказания событий природных и техногенных катастроф, раскрытия механизмов метасоматоза и метаморфизма, приводящих к концентрации рудных компонентов, что является одной из актуальных проблем геологоразведки [5].

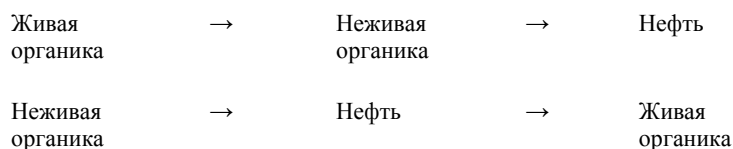
К числу сложных систем с подсистемами можно отнести: минерал, горную породу, интрузивные и эффузивные тела, фации и формации в геологии. Определение синергетики можно сформулировать, как науки, изучающей закономерности и механизмы самоорганизации (перехода от хаоса к порядку) в открытых нелинейных системах сложной конфигурации, каковой, безусловно, являются месторождения нефти.

Так как существует несколько теорий образования нефти, то мы можем судить о нелинейности процессов происхождения нефти в системе. Проблема происхождения нефти находится в теснейшей связи с другими фундаментальными проблемами современной науки, в частности, эволюцией углеродистых соединений в космосе и возникновением жизни на Земле.

Очень важно ответить на вопрос, что представляют нефтяные углеводороды с точки зрения их генезиса и места в общей схеме эволюции углеродистых соединений; к какой категории органических веществ они принадлежат – прогрессивной или регрессивной. Генетически нефть представляет собой обособившийся в самостоятельные скопления – концентрат жидких, преимущественно углеводородных продуктов преобразования в осадочной толще захороненного органического вещества.

Состоит из углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов с примесью сернистых, азотистых и кислородных соединений. Имеются две основные гипотезы образования нефти: органическая и неорганическая.

Органическая гипотеза построена на одном единственном факте – на сходстве химического состава нефтяных углеводородов с составом углеводородов животного и растительного органического вещества. В основу гипотезы неорганической нефти положены результаты лабораторных опытов, где обычными химическими реакциями из простых элементов – углерода и водорода – получена настоящая нефть, которая ничем, кроме оптической неактивности составляющих ее углеводородов, не отличается от природной (И.И. Чебаненко, 1982) [11].



Первая из этих формул положена в основу органической гипотезы, вторая – неорганической. Объединяющим звеном органической и неорганической гипотез происхождения нефти является процесс уменьшения энтропийности системы. До сих пор окончательно не сформировалось единого мнения о происхождении жидких каустобиолитов. Исследования показывают, что источником нефти и газа, безусловно, является рассеянное органическое вещество, накапливающееся вместе с осадком в древних и современных водоемах [4, 9, 10]. Но в то же время на превращение этого вещества в углеводороды важное влияние оказывают процессы, происходящие в глубинных зонах Земли.

О связи исходного органического вещества нефти и газа с рассеянным в породах органическим веществом свидетельствуют обнаруженные в нефти, асфальтах и экстрактах органического вещества пород (битумоидах) хемофоссилии (химические ископаемые) – остатки молекул живых организмов. Накапливаясь вместе с минеральными частицами осадочных пород в морских, океанских и озерных водоемах, рассеянное органическое вещество стало источником основной массы нефти и природного газа. Поэтому там, где имеются водоемы, вместе с осадками накапливаются исходные для образования нефти и газа рассеянные органические вещества.

Считается, что этот процесс начался на самых ранних стадиях существования Земли 3,5-4 млрд. лет назад, с раннего архея, когда появились зоны жизни и продолжают до настоящего времени.

Принципиально важным является вопрос: можно ли представления о биогенной природе распространить не только на нефтеобразующие вещества, но и непосредственно на самую нефть?

То есть, возникают ли нефтяные углеводороды и другие соединения, входящие в состав нефтей, уже в телах живых организмов или же они образуются лишь в результате превращений вещества мертвых организмов под действием неорганических факторов?

Большинство ученых считают нефть продуктом сложных химических превращений вещества исходных организмов, а не процесса отбора углеводородов, которые уже были в наличии в телах организмов. По мнению Э.Б. Чеклюка [12] основная масса нефтяных углеводородов синтезируется непосредственно в глубинах мантии земли, и в земную кору они поступают уже в готовом виде.

Углеродистое вещество является превосходным индикатором всей метаморфической истории породы и всей истории её минерального преобразования. Позднее углеродистые породы стали называть «черный сланец» (black shale) [14].

Резонансные процессы подключаются А.А. Локтюшиным и А.В. Мананковым [6] для доказательства водородно-тектонической модели возникновения нефтяных углеводородов, в результате протонирования осадочных горных пород, которые подвергаются воздействию флюидов при остывании мантийного вещества в зонах разлома земной коры. В середине шестидесятых годов XX-го столетия А.А. Воробьевым (1970) была предложена гипотеза плазмохимического происхождения нефти и природных горючих газов. Он предполагал, что образование сложных углеводородов или их распад на более простые химические соединения или химические элементы происходит в плазме электрических разрядов в недрах Земли [1].

Электрофизическая методология на основе геодинамики Земли прослеживается в работах В.А. Сараева [8]. Ротация и гравитация Земли, а так же солнечная радиация придают планетарным процессам на всех уровнях векторный и селективный (избирательный) характер.

Дифференциальный характер движений приводит к расчленению поверхности Земли геоструктуры разного порядка в соответствии ряда Фибоначчи, золотого сечения и закона дихотомии в условиях локсодромной геометрии. Локсодрома (локсодромная) – линия, пересекающая меридианы земного шара под постоянным румбом. А

нализ нефтегазоносности планеты на основе гомологии Земли (локсодромной решетки Земли), как закона и метода исследования структуры элементов, позволил В.А. Сараеву с новых аспектов оценить закономерности распределения нефтегазоносных бассейнов. С целью определения возможности расчленения карбонатных толщ фундамента нефтегазоносной провинции Западно-Сибирской низменности комплексными электрофизическими методами были исследованы электрофизические свойства образцов горных пород и минералов [7].

Нами проведена математическая и графическая обработка результатов экспериментальных исследований электропроводности, радиочастотной электромагнитной эмиссии, спектров инфракрасного поглощения, эндо- и экзотермических реакций, природной и индуцированной облучением гамма-квантами термолюминисценции образцов карбонатных пород из нефтегазовых месторождений Томской области.

Выявленные закономерности эволюции карбонатного вещества при воздействии теплового и электрического полей можно использовать для разделения и корреляции карбонатных отложений палеозоя.

Метод электропроводности, термографический анализ в комплексе с методами термолюминисценции и гамма-термолюминисценции, ИК-спектроскопии, петрографическим и спектральным можно рекомендовать для определения кинетики диэлектрических преобразований вещества осадочных пород и генезиса нефтеобразования. На основе законов синергетики можно успешно решать вопросы самоорганизации процессов образования, миграции и накопления нефти.

Литература

1. Воробьев А.А. Образование нефти и природных горючих газов при плазмохимических реакциях в недрах и их плазмохимическая переработка. – Томск, 1978. Деп. в ВИНТИ 03.07.78, № 2321-78 Деп. – 61 с.
2. Воссоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. Геология, 1975. – № 5. – С. 3 – 23.
3. Кадомцев Б.Б., Рязанов А.И. Что такое синергетика? // Природа, 1983. – № 8. – С. 2 – 11.
4. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Летников Ф.А. Синергетика геологических систем. – Новосибирск: Наука, 1992. – 230 с.
6. Локтюшин А.А., Мананков А.В. Пространственно-замкнутые динамические структуры. – Томск: Изд-во ТГУ, 1995. – 134 с.
7. Сальников В.Н., Шустов М.А., Паровинчак М.С. Электрофизические свойства горных пород нефтегазоносных месторождений Томской области // Труды Томскгазпрома. Научно-техн. сборник / Под ред. Б.И. Соколова. – Томск: STT, 1999 – С. 46 – 57.
8. Сараев В.А. Гомология Земли и нефтегазоносность // Матер. межд. научн.-техн. конф.: Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – С. 237 – 241.
9. Соколов Б.А. Нефтегазоносность недр: новые представления // Природа, 1985. – № 8. – С. 84 – 91.
10. Соколов Б.А. О развитии Н.Б. Воссоевичем учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов // Успехи в развитии осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. – М.: Наука, 1983. – С. 67 – 95.
11. Чебаненко И.И. Гносеологический анализ гипотез происхождения нефти // Сборник научн. трудов. Методология и теория в геологии. – Киев: Наукова думка, 1982. – 180 с.
12. Чеклюк Э.Б. Нефть верхней мантии Земли. – Киев: Наукова думка, 1967. – 266 с.
13. Эткинс П. Порядок и беспорядок в природе: Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 224 с.
14. Юдович Я.Э. Эти черные-нечерные сланцы // Природа, 1994. – № 1. – С. 16 – 27.

**ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА АС₁₂ ОДНОГО ИЗ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ
СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРА**

К.В. Шенделева

Научный руководитель М.Н. Лемешко

Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Одним из распространенных пластов-коллекторов на территории Широкого Приобья является нижнемеловой пласт АС₁₂ ачимовской толщи соргымской свиты. Пласт АС₁₂ выделен в интервале 2728-2790 м и представлен песчаниками мелкозернистыми нефтенасыщенными с редкими тонкими прослоями аргиллитов. Песчаники с косой однонаправленной и горизонтальной слойчатостью, для которых характерна неравномерная карбонатизация и наличие глинистых интракластов. По данным петрографического описания шлифов в количестве 12 штук, породы изучаемого пласта в основном относятся к граувакковым аркозам, реже к кварцево-полевошпатовым и полевошпатово-кварцевым грауваккам (по классификации Шутова В.Д.).

Обломки пород представлены эффузивами различного состава, кремнистыми, слюдистыми, слюдисто-кремнистыми, единично – глинистыми обломками. Для полевых шпатов характерны серицитизация, в меньшей степени пелитизация, а также частичное растворение. Уплотнение пород умеренное, контакты зерен преимущественно линейные. Состав цемента в песчаниках глинисто-карбонатный порового и плёночно-порового типа. В цементе наблюдаются каолинит, гидрослюда, хлорит, кальцит, сидерит. Органическое вещество представлено в основном единичными включениями растительного детрита нитевидной, удлинённой и неправильной формы, буроватого, красновато-бурого или чёрного цвета, иногда пиритизированными; а также единичными плёнками и примазками на зёрнах.

Детальный литолого-фациальный анализ керн показал, что песчаники формировались в глубоководно-морской обстановке и представлены отложениями турбидитовых потоков. Отложения турбидитов имеют ряд отличительных особенностей. Нижний резкий контакт в ритме, часто эрозионный; в подошвенной части турбидитового потока обычно наблюдается горизонтальная слойчатость, нередко с многочисленными глинистыми интракластами. В средних частях ритмов находится однонаправленная косая слойчатость течения, возникающая при уменьшении скорости потока. Плохая сортировка песчаников указывает на высокую скорость осадконакопления. В целом для отложений турбидитового канала одного цикла осаждения типично градационное строение, выраженное в постепенном уменьшении размерности материала, согласно циклу Боума.

Анализ данных фильтрационно-емкостных свойств позволил выделить следующие особенности: коэффициент пористости ($K_{по}$) в породах пласта в среднем варьирует в диапазоне 13-16 %. Проницаемость пород относительно стабильна по разрезу ($0-1,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) и имеет коэффициент корреляции с пористостью 0,54 (рис. 3). По значениям пористости и проницаемости песчаники относятся к 6 классу коллекторов (По Ханину, 1965). В разрезе пласта четко выделяются два интервала: в верхней части разреза в интервале глубин 2730-2753 м (толща I – рис. 1) значения пористости весьма однородны, в нижней части разреза (2730-2786 м) коэффициент пористости изменяется в более широких пределах – 5-19 % (толща II). По всему разрезу, за исключением участков с глинистыми прослоями, наблюдается нефтенасыщение в степени от слабой до средней, что подтверждается свечением в ультрафиолетовом свете и слабым запахом. В нижней части пласта наблюдается полосчатое распределение углеводородов, в верхней половине пласта отмечается сплошное нефтенасыщение, но разной степени интенсивности.

С целью выяснения причины неравномерности распределения пористости и проницаемости по пласту была поставлена задача выявления зависимостей этих свойств от зернистости, степени сортированности пород, вещественного состава обломочной части и цемента. Для решения задачи были построены диаграммы и рассчитаны коэффициенты парной корреляции ($K_{корр}$) (табл.)

Таблица

Парные коэффициенты корреляции петрофизических и литологических свойств песчаников

	Md	So	Каолинит	Гидро- слюда	Хлорит	Кальцит	Сидерит	Кварц	Полевые шпаты	Обломки пород
$K_{пр}$	0,78	-0,43	0,03	-0,73	0,53	0,03	-0,33	0,21	-0,32	0,09
$K_{по}$	0,53	-0,27	0,10	-0,54	0,59	0,24	-0,29	0,36	-0,39	-0,07

Примечание. Критическое значение коэффициента корреляции 0,576 (при $P < 0,05$).

Анализ зависимостей показал, что пористость в песчаниках увеличивается с ростом медианного диаметра зерен ($K_{корр}=0,53$) и слабо зависит от степени сортированности (рис. 2).

Каолинит цемента содержится в количестве 0-2 % от объёма породы и имеет поровое равномерное распределение ($K_{корр}=0,1$). Гидрослюда (содержание 0,1-4,5 %) образует плёночно-поровый тип распределения и характеризуется отрицательной корреляционной связью с коллекторскими свойствами ($K_{корр}=-0,73$). Хлорит содержится в количестве 0,2-2,5 % и неравномерно распределен в порках ($K_{корр}=0,59$). Кальцит (0,7-3,8 %) имеет с

ней слабо выраженную (значение ниже критического) положительную корреляционную связь ($K_{\text{корр}}=0,41$), что может быть объяснено двумя причинами.

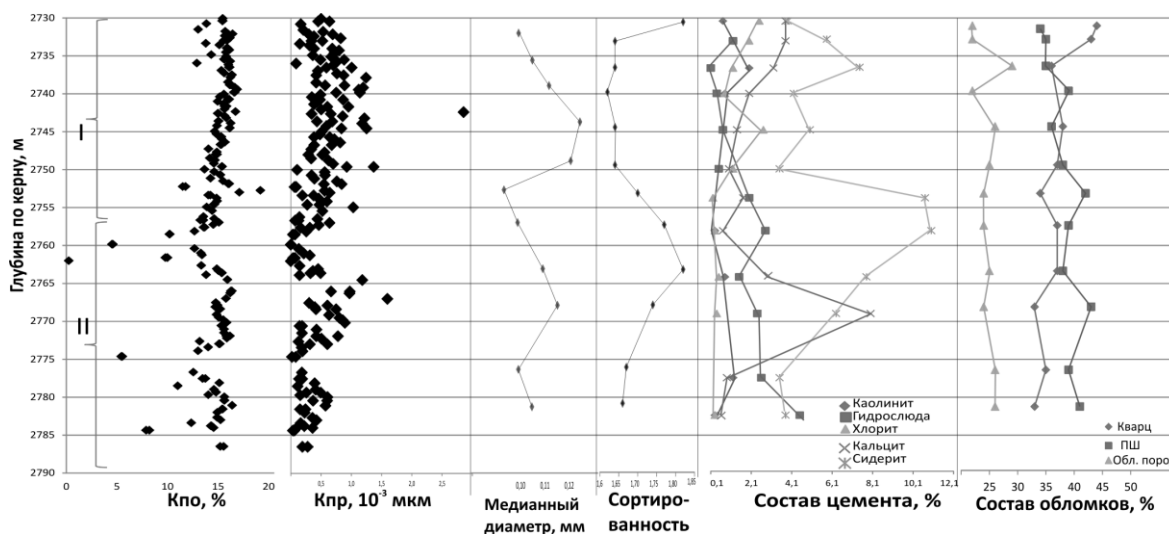


Рис. 1. Графики изменения литологических и петрофизических параметров с глубиной. Скобками обозначены части пласта. Пояснения в тексте

Во-первых, содержание кальцита не превышает 3,8 %, и он имеет поровый характер распределения, зачастую образуя скопления в тупиковых порах. Во вторых, отсутствие связи между содержанием кальцита с обстановками осадконакопления, и, в частности, с циклами Боума, указывает на возможность постседиментационных преобразований.

В этом случае кальцит, наоборот, предпочтительно кристаллизуется в более пористых песчаниках. Сидерит (3,8-11 %) в песчанике поровый, микрозернистый, реже пелитоморфный ($K_{\text{корр}}=-0,32$). По разрезу отрицательное влияние на коллекторские свойства сидеритового и гидрослюдистого цементов наиболее отчётливо проявлено в интервале глубин 2757-2759 м, и на отметках 2752, 2762 и 2774 м.

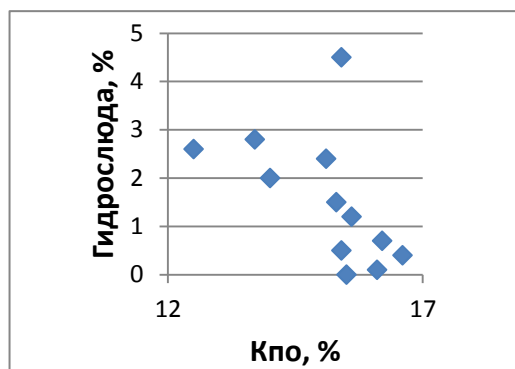


Рис. 2. Зависимость пористости от содержания гидрослюды в цементе

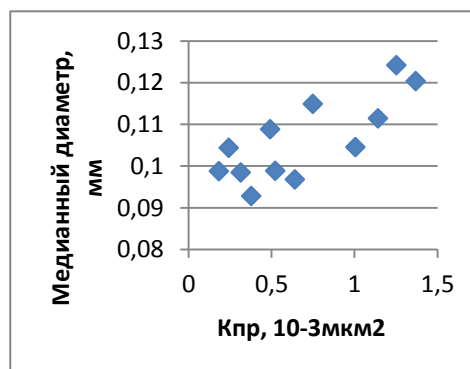


Рис. 3. Зависимость проницаемости от размерности зерен

Отмечена прямая зависимость пористости от содержания обломочного кварца, выраженная в увеличении пористости с его возрастанием ($K_{\text{корр}}=0,36$). Из этого следует, что в более зрелых песчаниках пористость выше. С увеличением количества полевых шпатов в песчаниках пористость незначительно понижается. Количество обломков пород на пористость не влияет. Проницаемость песчаников находится в прямой зависимости от медианного диаметра зерен (рис. 3) и в обратной от содержания гидрослюдистого цемента. Замечена закономерность повышения проницаемости с возрастанием хлорита в цементе. Зависимость проницаемости от других литологических параметров не установлена.

Таким образом, анализ результатов литологических и петрофизических исследований подтвердил существование связи коллекторских свойств от структуры и вещественного состава цемента пород. Коллекторские свойства пород улучшаются с увеличением зернистости пород и содержанием обломочного кварца, ухудшаются – с увеличением количества сидеритового, гидрослюдистого цемента и содержанием

обломков полевых шпатов. Влияние содержания кальцитового, каолинового и хлоритового цемента на пористость на данном этапе исследований не выявлено.

Полученные данные могут служить дополнительными критериями при выявлении зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

ДЕВОНСКИЕ ГРАБЕНООБРАЗНЫЕ ПРОГИБЫ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА В САМАРСКОМ ПОВОЛЖЬЕ

Е.И. Шокуров, Н.П. Климов

Научный руководитель доцент Б.З. Даниелян

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Терригенные отложения девона являются одним из главных нефтегазоносных комплексов Самарского Поволжья. В этом комплексе снизу-вверх выделяются пласты-коллекторы Д-V – бийского, Д-V' – клинцовского, Д-IV – воробьевского, Д-III – ардатовского горизонтов среднего девона, Д-II и Д-I – пашийского, Д_к и Д₀ – тиманского горизонтов верхнего девона. Разрез девонской терригенной толщи завершает тиманский горизонт – объект нашего исследования, представленный преимущественно глинистыми отложениями. Глинистые отложения тиманского горизонта, по существу, являются региональной покрывкой, обеспечивающей сохранность залежей нефти, газа и конденсата в девонском терригенном комплексе.

На территории Самарского Поволжья мощность тиманских отложений колеблется в широком диапазоне. В центральной части Жигулевского свода, на Покровском и некоторых других месторождениях отложения горизонта отсутствуют, но на Волго-Сокской площади мощность тиманского горизонта превышает 300 метров. В тиманское время в Самарском Поволжье формировалась обширная Волго-Сокская палеовпадина северо-восточного простирания (рис. 1). Именно в тиманский век тектонические движения приобрели субмеридиональные направления.



Рис. 1. Контуры Волго-Сокской палеовпадины на схеме тектоники Самарского Поволжья. Показаны осевая и бортовые зоны

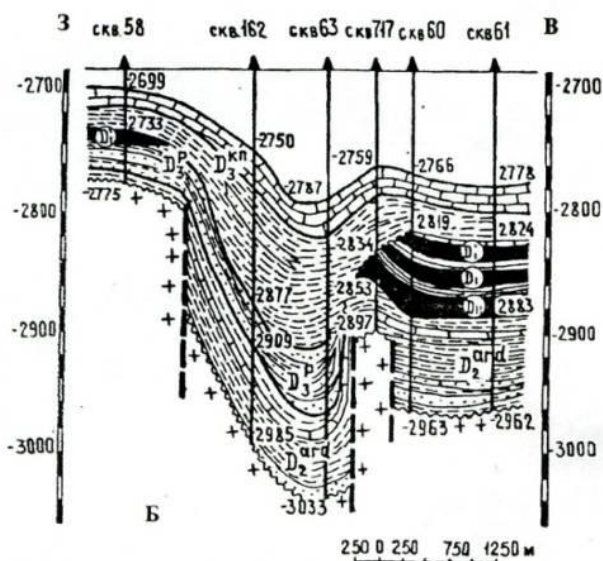


Рис. 2. Геологическое строение Екатерино-Карагайского девонского грабенообразного прогиба

Протяженность Волго-Сокской впадины составляет 250 км при средней ширине 60-80 м. В пределах Волго-Сокской палеовпадины и вне её, формировались узкие протяженные грабены с аномально высокими толщинами тиманских отложений. Известному ученому-геологу Новожиловой С.И. принадлежат классические работы по изучению литологии, фаций и пластов-коллекторов терригенного девона Самарско-Оренбургского Заволжья [1]. Именно Новожилова С.И. впервые на территории Самарского Поволжья установила наличие тиманских грабенообразных прогибов. В 1977 году она по увеличенным толщинам тиманских и пашийских отложений выделила Екатериновско-Карагайский и Сидоровско-Георгиевский девонские грабенообразные прогибы северо-восточного простирания (рис. 2).

В последующие годы сейсморазведка полностью подтвердила наличие девонских грабенообразных прогибов, установленных Новожиловой С.И. (рис. 3), и выявила ряд других грабенов. Протяженность тиманских грабенообразных прогибов превышает 100 км, а ширина колеблется от 1-2 до 4 км [2].

Девонские (тиманские) грабенообразные прогибы ограничены разломами. Это – нормальные сбросы. Грабенообразные прогибы в девонской терригенной толще известны на многих площадях Самарской, Ульяновской, Оренбургской областей, Татарстана и Башкортостана (рис. 4, 5).

В терригенной толще тиманского горизонта имеются признаки дробления, выпадение из разреза отдельных интервалов, наличие интрузивных пород и т.д. Оренбургские геологи считают, что в ряде случаев в образовании тиманских грабенообразных прогибов определенную роль сыграла эрозия. Девонские грабенообразные прогибы заполнялись преимущественно глинами, которые создают надежные экраны и контролируют цепочки залежей нефти в терригенном девоне по их простиранию.

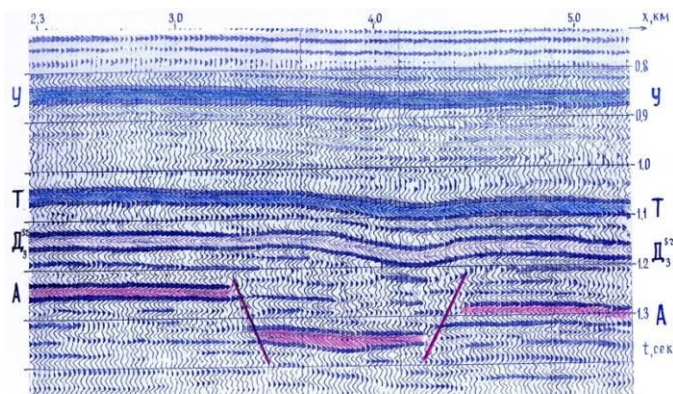


Рис. 3. Временной разрез Екатериновско-Карагайского девонского грабенообразного прогиба

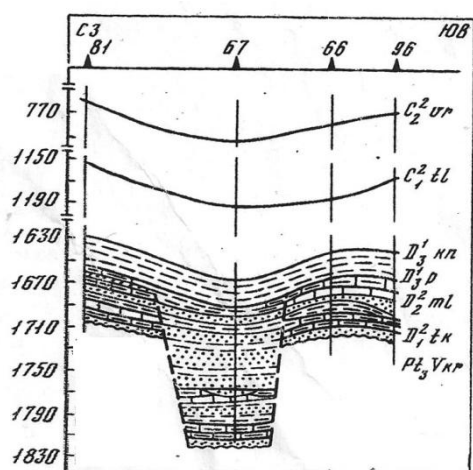


Рис. 4. Чекамгушевско-Шаранский девонский грабенообразный прогиб (республика Башкортостан)

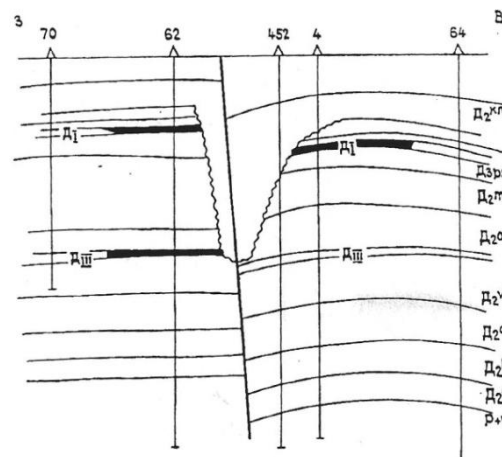


Рис. 5. Алябьевский девонский грабенообразный прогиб (Оренбургская область)

Особенно благоприятны для аккумуляции и формирования залежей восточные борта тиманских прогибов, служивших барьером на пути миграции углеводородов с юго-востока по направлению регионального наклона пластов. На территории Самарского Поволжья сейсморазведкой и бурением выделяется большое количество девонских (тиманских) грабенообразных прогибов. Их детализация приобретает актуальное значение для обнаружения новых перспективных ловушек углеводородов.

Литература

1. Новожилова С.И. Изменение фациального состава осадков и мощностей девонских отложений в зависимости от палеотектонических условий // Труды КуйбышевНИИП. – Куйбышев, 1968. – Вып. 39. – 38 с.
2. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы / Под ред. Р.О. Хачатряна. – М.: Наука, 1979. – 171 с.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Шпиндлер

Научный руководитель начальник департамента С.В. Парначёв
Томский научно-исследовательский проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

В настоящее время определение проницаемости разрывных нарушений (разломов) является важным вопросом в разработке, эксплуатации и подсчете запасов большинства месторождений углеводородов, потому что на смену простым со структурной точки зрения месторождениям приходят сложные многопластовые месторождения с множеством разноамплитудных разрывных нарушений.

Основной целью данной статьи является анализ и подбор оптимальной методики, которая позволяла бы количественно охарактеризовать проницаемость разрывных нарушений.

Данное направление является достаточно важным и при хорошей проработке методик для определенных типов месторождений может быть использовано как основание для применения трассерных исследований, как фактического подтверждения проницаемости разлома.

В результате анализа разнообразных источников литературы, как зарубежных, так и отечественных, было выбрано 4 методики оценки проницаемости разрывных нарушений, такие как, SGR (shale gouge ratio), ESGR (effective shale gouge ratio), CSP (clay smear potential) и смешанный метод, который позволяет включать в расчет различные комбинации предыдущих [1]. Перечисленные методики прошли широкую апробацию на различных месторождениях по всему миру: дельта реки Нигер, месторождения островов Тринидад и Тобаго, Североморские месторождения иллюстрация приведена на рис. 1, 2. В основе каждой методики лежит тот факт, что существует некая зависимость между проницаемостью разрывного нарушения и количеством так называемой «глинки трения» на плоскости сместителя, которая присутствует в зоне разлома, в виде, так называемой, «глинки трения».

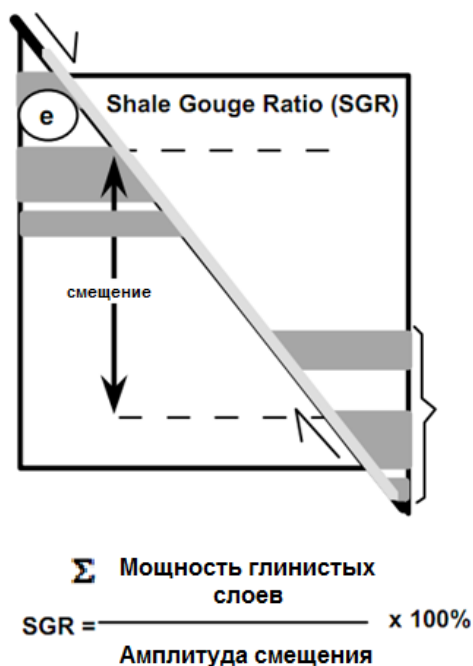


Рис. 1. Расчет процентного содержания «глинки трения» методом SGR

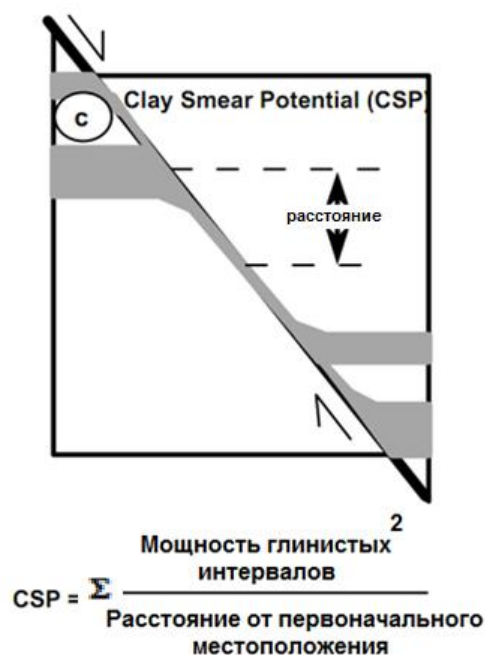


Рис. 2. Расчет потенциала глинистости методом CSP

Для применения любой современной методики оценки проницаемости разрывных нарушений существуют определенные требования: во-первых, месторождение должно иметь качественную сейсмическую 3D съемку, она является ключом к наиболее точному определению параметров разрывных нарушений; во-вторых, месторождение должно иметь достаточное количество скважин для построения основных гридов для геологического моделирования, включая грид глинистости.

Первым шагом в оценке проницаемости разрывных нарушений заключается в анализе сейсмических данных и расчете амплитуды смещения по разрывным нарушениям. При анализе сейсмических данных важным вопросом является значение минимальной амплитуды смещения, которое возможно определить. Для сейсмической съемки, проводимой на территории РФ, данное значение может быть принято в 20 м по граничному значению разрешения сейсмической записи. Соответственно, минимальная амплитуда смещения, которая может быть зафиксирована на сейсмической съемке, равна 20 м.

Следующим шагом в оценке проводимости разрывных нарушений является построение трехмерной геологической модели, основанием которой служит структурный каркас, полученный на основе структурных данных. Геологическая модель является неотъемлемой частью расчета проницаемости разрывных нарушений, так как основными переменными для расчета, являются кубы проницаемости, глинистости и корреляционная зависимость между ними. Важной особенностью анализа разрывных нарушений является применение так называемой диаграммы Аллена, которая подразумевает нахождение мест контакта пород коллектора в лежачем и висячем крыле разлома [2]. Данный подход успешно реализован в программном обеспечении Petrel, модуль RDR – rock deformation research.

Для более глубокого понимания связи между проницаемостью и амплитудой смещения возможно проведение анализа чувствительности этих параметров. Модель является трехкомпонентной, включает в себя проницаемость, содержание «глинки трения» и амплитуду смещения. Компоненты связаны между собой следующими зависимостями: проницаемость зависит от содержания «глинки трения», в свою очередь последнее зависит от амплитуды смещения по разлому и от состава материнской породы.

Приведенная цепочка зависимостей делает невозможным прямой анализ зависимости между проницаемостью разрывного нарушения и амплитудой смещения между висячим и лежачим блоком. Для анализа этой зависимости можно использовать анализ чувствительности конечного результата от каждого параметра. Подобный анализ позволит охарактеризовать смещение и проницаемость в прямой зависимости друг от друга. При достаточном количестве анализов для однотипных месторождений полученные данные могут использоваться для экспресс оценки проницаемости разломов месторождений.

Имея несколько искомым методик для расчета проницаемости, необходимо четко понимать, какая из них наиболее точно подходит для изучаемого месторождения. Поэтому следующим видом исследований может быть сопоставление истории работы скважин с гидродинамическими моделями, включающими индивидуальную проницаемость по каждой методике. Важным аспектом при гидродинамическом моделировании, является сохранение точности расчетов проницаемости разрывных нарушений. Чтобы сохранять достаточную точность необходимо по возможности избегать процедуры ремасштабирования, которая может нивелировать детальные определения проницаемости по плоскости сместителя.

Используя такой подход, мы получаем ряд важных практических выводов. Во-первых, мы можем определить методику, которая наилучшим образом описывает проницаемость разрывных нарушений путем сравнения гидродинамических моделей, включающих индивидуальную проницаемость с историческими данными. Во-вторых, очевидно, если анализ базировался на месторождении с ограниченной историей работы, то невозможно будет точно сравнить исторические данные и прогнозные. Это может быть связано с тем, что при коротком времени или небольших объемах отбора жидкости «волна» падения давления не дойдет до разлома и, соответственно, не будет влиять на соседние блоки. Тем самым профиль добычи для модели с разломами ничем не будет отличаться от модели без разломов. Основываясь на этом, можно оценить объем жидкости, при добыче которого, разломы не будут влиять на разработку, эксплуатацию и соответственно на экономическую составляющую месторождения. Примером применения подобного анализа может выступать восточная часть одного из месторождений Томской области. Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами Ю₃³⁻⁴, Ю₃¹⁻², Ю₂¹⁻³ тюменской свиты и пластами Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ горизонта Ю₁ васюганской свиты. Для этой территории был проведен детальный анализ сейсмических данных, на основании которого были найдены амплитуды смещения для всех разрывных нарушений и построена геологическая модель. Используя ее, были рассчитаны проницаемость разрывных нарушений по всем методикам, построена гидродинамическая модель и произведено сравнение данных полученных по гидродинамической модели и исторических данных. Основные практические выводы, полученные при изучении сейсмических данных, геологической модели и анализе чувствительности на конечный результат:

- разломы не проницаемы при смещении более чем на 6 м;
- разломы полупроницаемы при смещении от 2 до 6 м;
- разлом полностью проницаем при смещении менее 2 м;

Основные практические методы, полученные при анализе гидродинамической модели и исторических данных:

- проницаемость разломов незначительно влияет на добычу в течение первых 5-7 лет. Если же переводить это в эквивалент для месторождения, то можно оценить как 40 000 тонн добытой жидкости;
- наилучшей техникой для оценки проницаемости разломов – это совмещение методов SGR и CSF.

Литература

1. Sorkhabi R., Suzuki U. and Sato D. Structural Evaluation of Petroleum Sealing Capacity of Faults // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Manager. - Yokohama, 2000. – P. 230 – 239.
2. Reservoir concepts / Edited by A. Gardier. - Heriot Watt University, 2005. – P. 530.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ МЕЖСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ЦЕНТРАЛЬНОГО СТРУКТУРНОГО РАЙОНА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА (БЕЛАРУСЬ)**И.А. Яшин****Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, г. Гомель, Республика Беларусь**

Активизация тектонической деятельности в рифтовую стадию развития Припятского прогиба в сочетании с резкой унаследованной расчлененностью палеорельефа и дифференцированным интенсивным опусканием дна нижнефаменского палеобассейна седиментации по разломам, сопровождаемая вулканической деятельностью и проявлениями соляного тектогенеза на всей его территории, предопределили особенности изменения мощностей, литологических фаций, вещественного состава исследуемых отложений, распределение в разрезе и по площади пород-коллекторов и залежей углеводородного (УВ) сырья [3, 5]. Установлению распространения пород-коллекторов, а, следовательно, и прогнозу залежей нефти и газа в нижнефаменских отложениях Центрального структурного района уделено внимание во многих крупных научных изданиях [1, 2, 3 и др.], посвященных нефтегазоносности Припятского прогиба. Литологическая изученность отложений межсолевого комплекса оставалась недостаточно детальной, и основными перспективными территориями с позиции поисков нефти и газа были определены ранее площади с максимальными коллекторскими свойствами, где в разрезе исследуемых отложений по керну выделены органогенно-карбонатные (онколитовые) прослои и пропластки терригенного материала, привносимого с территории Микашевичско-Житковичского выступа и Украинского щита.

Общая и открытая пористость вышеотмеченных нефтегазоперспективных отложений варьирует по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в пределах 6-9 %, достигая своих максимальных значений в пропластках терригенного материала до 15-17 % со средней проницаемостью 0,927 мкм². Комплексом геохимических исследований определена степень преобразованности органического вещества, которая в пределах исследуемой территории изменяется от ПК₃ до МК₃ [2, 6, 7]. Однако промышленных притоков флюидов из отложений межсолевого комплекса Центрального структурного района получено не было, несмотря на достаточно большое количество опробований и испытаний. Во многих случаях отмечался рост давления, в ряде скважин зафиксировано разгазирование глинистого раствора и был получен глинистый раствор с каплями нефти, что в свою очередь, свидетельствует о возможном промышленном скоплении УВ в отложениях межсолевого комплекса исследуемой территории.

Системный анализ результатов детальных минералого-петрографических исследований нижнефаменских отложений Центрального структурного района позволил установить по вещественному составу 23 типа пород, слагающих разрез межсолевого комплекса Припятского прогиба, среди которых наибольшими емкостно-фильтрационными свойствами обладают доломитовые разности с преобладающими тонкослоистыми микротекстурами пород [11]. Кроме того, в пределах Комаровичской, Западно-Бобровичской, Савичской, Притокской, Птичской и других площадей по ряду признаков (повышенная концентрация органического углерода, наличие органического вещества (ОВ) сапропелевого типа, аутигенного кварца, остатков раковин ископаемых радиолярий, преобладание слоистых текстур пород, битуминозность, а также невысокое содержание терригенного материала) установлен особый тип пород, являющийся потенциально нефтепроизводящим и нефтесодержащим – доманикоиды (содержание $C_{орг.} = 0,5-5\%$). Эти породы, приуроченные к отложениям елецко-петриковского возраста, сформированы во вмещающем пространстве в виде кремнисто-глинисто-карбонатных линз мощностью до 5-8 м [8], выделение которых является обоснованным литологическим критерием при постановке геологоразведочных работ, направленных на поиски углеводородов в отложениях межсолевого комплекса исследуемой территории.

В процессе детальных литологических исследований было установлено, что доманикоиды нижнефаменских отложений Центрального структурного района характеризуются невысокой скоростью седиментации, им присуща малоактивная гидродинамика, сезонные и климатические изменения продуцируемой биомассы и вариации в ее составе организмов с кремневым и карбонатным скелетом, что, наряду с интенсивностью тектонических синрифтовых палеонапряжений, обусловило образование тонкой слоистости в преобладающих кремнисто-глинисто-карбонатных разностях доманикового типа. В свою очередь, вышеотмеченное является необходимым условием для образования коллекторов порово-трещинного типа.

Петрографические исследования проницаемого пространства пород доманикового типа в нижнефаменских отложениях описываемой территории показали, что пористость связана с интенсивными постседиментационными процессами (доломитизация и выщелачивание). Но основным проницаемым пространством здесь являются трещины. Они образованы за счет разуплотнения пород по ослабленным седиментационным поверхностям, что привело к выделению нами основного литотипа потенциально нефтепродуктивного коллектора Центральной структурной зоны палеопргиба – это породы с тонкослоистой микротекстурой, трехкомпонентным минеральным составом, содержащие повышенное значение органического углерода. Данные по ГИС показали, что пористость подобных пород редко превышает 5 %, наряду с весьма низкими показателями проницаемости.

Нефть в таких породах-коллекторах некоторыми учеными [10] считается первичной, генетически связанной с рассеянным ОВ. Справедливость такого заключения обоснована не только высокой степенью сходства характеристик полученных нефтей, извлеченных из пород битумоидов. На это указывает и отсутствие

характерного для них аномально высокого пластового давления в нижележащих слоях и связанные с ними явления импульсной кавитации. В подобных породах центральной части Предкавказья на глубинах 2,0-2,2 км давление превышает литостатическое в 1,5 раза [10].

Ставропольскими исследователями установлено [4], что после того, как флюидное давление превысит литостатическое, происходят явления автофлюидоразрыва. Разрядка напряжений имеет импульсный характер, трещины растут со скоростью 0,3-0,7 от скорости звука. При мгновенном раскрытии трещины, в ее полости происходит кавитация, образование и схлопывание газового пузырька. Это порождает ударные волны, высокие локальные давления и температуры, что также стимулирует генерацию УВ и трещинообразование. В итоге процесс приобретает самоподдерживающийся характер. При этом отмечается замечательный побочный эффект переуплотнения пород, вследствие чего геофизические методы фиксируют зоны повышенной плотности и пониженной пористости [4].

Вышеприведенные данные указывают, что в разрезе отложений межсолевого комплекса исследуемой территории есть локально развитые низкоемкие породы-коллекторы, описанные по керну как известняки глинистые или мергели (отложения елецкого надгоризонта Комаровичской, Западно-Бобровичской, Мозырской, Птичской, Савичской и других площадей), из которых сложно получить приток пластового флюида. Опыт проведения геологоразведочных работ во многих нефтегазоносных регионах позволил констатировать [9], что использование при испытании и опробовании пород-коллекторов стандартных, рассчитанных на «нормально пористые» коллекторы, технологических методик во многих случаях не позволяет получить приток пластового флюида из пласта.

Основной причиной такого положения следует считать сложность освоения низкопроницаемых преимущественно кремнисто-глинисто-карбонатных пород-коллекторов, которая усугубляется присутствием глинистого и кремнистого вещества в пустотном пространстве, а также высокой степенью литологической неоднородности, которая, по-видимому, связана с прерывистым, линзовидным характером коллекторских зон, возникающих на участках разреза отложений, сложенного тончайшими микропереслаиваниями кремнистых, глинистых и карбонатных прослоев смешанного состава с органическим веществом.

Литература

1. Геология Беларуси / Под общ. ред. А.С. Махнач. – Минск: ИГиГ, 2001. – 815 с.
2. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: к 70-летию БелНИГРИ / Познякевич З.Л. и др.; – Минск: Беларус. Навука, 1997. – 696 с.
3. Демидович Л.А. Закономерности формирования коллекторов в условиях рифтовой стадии развития (на примере Припятского прогиба) // Докл. Нац. акад. наук БССР. – Минск, 1977. – Т. 21. – № 8. – С. 742 – 744.
4. Евик В.Н., Бочкарев А.В. Механизм формирования коллекторской емкости и залежей нефти в черных сланцах олигоцене Центрального Предкавказья // Геохимия, минералогия и литология черных сланцев : сб. науч. тр. Акад. наук СССР, Ин-т геологии / Под. ред. Я.Э. Юдовича, В.И. Силаева. – Сыктывкар, 1987. – С. 115 – 116.
5. Конищев В.С., Яшин И.А. Геодинамический режим формирования нижнефаменского межсолевого нефтеносного комплекса Припятского прогиба // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – Минск, 2012. – Т. 56. – № 2. – С. 104 – 109.
6. Никуленко Е.Ф. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности Припятского прогиба // Природные ресурсы. – Минск, 1999. – № 4 – С. 160 – 173.
7. Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Гузанова Т.Н. Оценка перспектив нефтеносности межсолевых отложений западной части Червонослободско-Малодушинской и Заречинско-Великоборской ступеней по геолого-геохимическим данным // Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси. – Минск: БЕЛГЕО, 2007. – С. 56 – 73.
8. Обровец С.М., Яшин И.А. Литология отложений доманикового типа раннефаменского возраста Припятского прогиба (Беларусь) // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий: материалы международной научно-практической конференции. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 370 – 378.
9. Оценка возможности выявления залежи нефти в межсолевом комплексе Внутреннего грабена Припятского прогиба / З.Л. Познякевич и др. // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа и пути их решения: материалы науч.-практ. конф., Гомель, 22–24 мая 2002 г. – Гомель, 2003. – С. 108 – 123.
10. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Элементы-примеси в черных сланцах. – Екатеринбург: Наука, 1994. – 304 с.
11. Яшин И.А. Классификация по вещественному составу глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятского прогиба // Молодежь в науке: журн. "Весці Нац. акад. навук Беларусі". – Минск, 2006. – № 5 – С. 150 – 153.

Секция 5

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

К 110 – ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ПРОФЕССОРА Д. С. МИКОВА, ОСНОВАТЕЛЯ СИБИРСКОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ

Сах. А. Тихонова, Св. А. Тихонова

Научный руководитель старший преподаватель Н.А. Забродина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дмитрий Степанович Миков (1903 – 1985 гг.) – выдающийся ученый, геофизик, основатель Сибирской школы геофизиков, организатор кафедры геофизики в Томском политехническом институте, доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Родился он 5 ноября 1903 года в деревне Сопени Пермской губернии в многодетной крестьянской семье. Его родители были неграмотными людьми, но всячески старались, чтобы их дети стали образованными и грамотными людьми.

По окончании школы Дмитрий Степанович получил похвальный лист и без экзаменов был принят в число слушателей Пермского землеустроительного техникума. Окончив данный техникум, он стал работать техником – землемером в Пермском земельном управлении, но не найдя себя в этой отрасли, решил поступить в Уральский геологоразведочный институт на только что открывшуюся специальность, где была начата подготовка геофизиков-геологов. Его преподавателем в этом институте стал бывший работник Томского технологического института на кафедре маркшейдерии Пётр Константинович Соболевский. Основным направлением их обучения стала магниторазведка, которая в то время была наиболее популярна.

В 1930 г. после защиты дипломной работы Дмитрий Степанович получил квалификацию горного инженера геолога-геофизика и был принят ассистентом на кафедру для научной и педагогической работы.



Дмитрий Степанович Миков

Одновременно до 1947 г. он работал (сезонно) в должности начальника геофизических партий Уральского Геологического Управления и старшим научным сотрудником УралНИГРИ. Был главным инженером геофизической экспедиции этого института.

В 40-50-е годы вся территория Уральского района была покрыта магнитной съемкой, в производстве которых Д.С. Миков принимал участие в качестве непосредственного исполнителя, затем научного руководителя и, в дальнейшем, организатора всех магнитометрических работ на Урале. В этот период он прошел путь от оператора геофизических наблюдений до главного геофизика Уральского геологического управления Министерства геологии СССР. С 1938 г. Д.С. Миков имеет звание директора геологической службы.

С первых лет после окончания института Дмитрий Степанович активно занялся научной работой. За разработку методов расчета и интерпретации гравитационных и магнитных аномалий решением ВАК ему было разрешено по этим материалам, без сдачи кандидатских экзаменов, защитить кандидатскую диссертацию.

Особенно значимым среди его разработок является палетка, получившая название в специальной литературе «точечной палетки Микова». С помощью ее с достаточной для практики достоверностью можно произвести оценку геометрических параметров и местоположения возмущающего объекта по любой аномалии магнитного или гравитационного поля. Этот способ интерпретации быстро распространился в Союзе и за рубежом. Его до сих пор с успехом используют не только в гравимагниторазведке, но и при оценочных расчетах аномалий метода заряда, естественного электрического поля и метода вызванной поляризации. Точечная палетка Микова с момента ее появления и до настоящего времени приводится во всех учебниках по магниторазведке как универсальный, простой в применении и обеспечивающий надлежащую для практических целей точность инструмент количественной интерпретации аномалий. В эти же годы Дмитрий Степанович разработал знаменитый «Атлас теоретических кривых для интерпретации магнитных и гравитационных аномалий». По результатам этих научных работ в 1944 г. он защитил кандидатскую диссертацию: «Графические методы расчета и интерпретации магнитных и гравитационных аномалий». Это была во многом пионерная работа в области теории и практики гравимагниторазведки.

В конце сороковых годов Дмитрий Степанович стал широко известным в кругах специалистов ученым. В эти послевоенные годы страна, поднимаясь из разрухи, начала интенсивное изучение и освоение сибирских недр. Нужно было сюда продвигать геофизику. Естественно, требовались, в первую очередь, соответствующие кадры. В связи с этим правительством было принято решение открыть кафедру геофизики в Томском политехническом институте. Возглавил ее Д.С. Миков.

Для организации кафедры Микову пришлось практически начинать с нуля, причем в весьма непростой ситуации, когда нужно было одновременно вести учебный процесс и в ходе его решать проблемы кадров преподавателей, лабораторной базы, учебного оборудования, помещений для занятий, общежития, набора студентов и т.д. И все это происходило в тяжелейшие во многих отношениях годы. За короткое время Д.С. Микову удалось сформировать высококвалифицированный состав преподавателей. Первыми среди них были выпускники физико-математического факультета ТГУ О.В. Удодова и А.А. Федоров. Большая организаторская, педагогическая работа Дмитрия Степановича и его коллег увенчалась успехом – в 1950 году состоялся первый выпуск геофизиков.

Наряду с подготовкой инженерных кадров Дмитрий Степанович по-прежнему много времени уделял научной работе. В «Томский период» им разработаны методы интерпретации путем исключения элементарных полей; создан атлас теоретических кривых применительно к скважинным магнитным измерениям; предложены способы определения величины и направления интенсивности намагничивания возмущающих тел по результатам магнитной и гравитационной съемки; интегральные методы интерпретации магнитных и гравитационных аномалий; ряд способов, позволяющих применять широкий арсенал методов интерпретации аномалий от вертикально намагниченных тел для условий произвольного направления намагничивания [1,2].

За научный доклад на тему: «Вопросы интерпретации материалов магнитной разведки при наклонном намагничении возмущающих тел», сделанный в 1966 г. на Ученом совете по защитах диссертаций ТПИ, Дмитрию Степановичу была присуждена ученая степень доктора наук, в 1967 г. ему присвоено звание профессора.

Научные и методические работы Микова широко известны как в России, так и за рубежом (теоретические статьи, палетки, альбомы теоретических кривых, монографии, учебники, учебные пособия). Часть из них переиздана вторично. Всего Дмитрием Степановичем опубликовано 66 научных работ, составлено 20 научных отчетов и более 20 методических пособий. Работы Микова изданы в Китае, Чехословакии, Германии и др. странах.

За успехи в научной, педагогической и производственной деятельности Д.С. Миков награжден орденами Трудового Красного Знамени и Знак Почета, четырьмя медалями.

В настоящее время в ТПУ работает целая плеяда учеников, воспитанных Д.С. Миковым.

9 мая 1985 г. Дмитрия Степановича не стало, но его имя будет долго сохраняться в истории зарождения и развития геофизической службы страны.

Литература

1. Ерофеев Л. Я. Д. С. Миков - основатель геофизической школы Сибири [Электронный ресурс] / Л. Я. Ерофеев // [Томский политехник](#): ежегодный журнал / Томский политехнический университет (ТПУ), Ассоциация выпускников. – 1996. – Вып. 2. – [С. 32].
2. Костров далеких огоньки. Поэзия геологов Красноярска: Антология. – Красноярск, 2007 – 190-217 с.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГИГАНТСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Адильбеков, Ф.Г. Кудинов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение условий локализации нефтяных месторождений-гигантов (запасы более 1 млрд. тонн) является по определению актуальной проблемой, поскольку в этих месторождениях сосредоточены основные

мировые запасы нефти. В соответствии с масштабностью явления исследуются глобальные закономерности локализации месторождений, связанные с процессами в литосфере, на региональном уровне проявленными в составе и структуре вмещающих месторождения комплексов пород. Именно они и являются объектами конкретных исследований, в том числе и геофизическим методами.

В настоящей работе приводятся результаты обобщения геологических данных по двум гигантским месторождениям углеводородов Западной Сибири – Приобскому и Федоровскому, а также рассмотрена общая геофизическая характеристика разрезов этих месторождений. В качестве месторождения-сравнения выбрано Крапивинское нефтяное месторождение.

Приобское нефтяное и Федоровское нефтегазоконденсатное месторождения входят в мировой список гигантских месторождений, по состоянию на 01.01.2010 насчитывающий 78 месторождений. Открытое в 1982 году Приобское месторождение с запасами 5 млрд. тонн находится на 16 месте в этом списке. Из российских месторождений выше только Самотлор и Ромашкинское. Федоровское месторождение (год открытия 1971) занимает 47 место с запасами 1,8 млрд. тонн. Крапивинское месторождение открыто в 1984 году, извлекаемые запасы нефти оцениваются в 20 млн. тонн.

Анализ опубликованной геологической и геофизической информации по этим месторождениям [1, 3 и др.] позволил выявить следующие геолого-геофизические особенности гигантских нефтяных месторождений.

1. Гигантские месторождения приурочены к более масштабным тектоническим структурам: положительным структурам 2-го порядка, осложняющим структуры первого порядка, в то время как менее крупные месторождения локализованы в структурах 3-его и 4-ого порядков

Федоровское месторождение размещено в одноименном куполовидном поднятии, осложняющем Сургутский свод, который принадлежит к наиболее крупным структурам 1-го порядка Западно-Сибирской плиты. Амплитуда наиболее приподнятой части Сургутского свода по кровле баженовской свиты составляет 600-800 м. Приобская структура располагается в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий. Структуры первого порядка осложнены положительными структурами второго порядка, к одной из которых приурочено Приобское месторождение. Крапивинское месторождение размещено в одноименном локальном поднятии, осложняющем юго-западную часть Моисеевского куполовидного поднятия Каймысовского свода.

2. Гигантские месторождения отличаются многопластовостью, большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности.

Основные промышленные скопления нефти Федоровского месторождения приурочены к среднеюрским (пласт ЮС₂) и нижнемеловым отложениям: валанжина (пласты БС₁₆, БС₁₀, БС₁₀¹), готерива (пласты БС₂, БС₁), баррема (пласты АС₉, АС₇₋₈, АС₆¹, АС₅₋₈, АС⁴). Общий интервал нефтеносности - порядка 875 м. В нефтеносных интервалах отношение мощностей пластов к общей мощности вмещающих пород составляет 1/3. На Приобском месторождении этаж нефтеносности охватывает нижнемеловые и юрские отложения, от готерива до средней юры, и составляет в среднем 860 м. Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского нефтегазового комплекса (НГК), в составе которого выделены 9 продуктивных пластов: АС₁₂³, АС₁₂², АС₁₁²⁻⁴, АС₁₁¹, АС₁₁⁰, АС₁₀¹⁻², АС₁₀⁰, АС₉, АС₇. Запасы нефти Крапивинского месторождения связаны исключительно с верхнеюрским НГК. Интервал нефтеносности составляет 40 м. Основные балансовые запасы нефти сконцентрированы в пласте Ю₁³.

3. Гигантские месторождения характеризуются улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пластов-коллекторов.

Количественной иллюстрацией этому положению служат данные таблицы, в которой приведены средние значения пористости и проницаемости по 13 пластам двух скважин Федоровского месторождения [1] и усредненные данные по Крапивинскому месторождению (Белозеров, 2004).

Таблица

Средние значения и интервалы изменения значений пористости и проницаемости сравниваемых месторождений

Месторождение	Пористость, %		Проницаемость, мД	
	Среднее	Интервал изменения	Среднее	Интервал изменения
Федоровское	24,7	15,9...27,4	564,8	1,3...1916,0
Крапивинское	14	6,5...20,5	1,5	0,01...1000

4. Битуминовые аргиллиты баженовской свиты в разрезах гигантских месторождений является нефтеносной и вмещает пласт Ю₀.

Аргиллиты баженовской свиты, которые для верхнеюрского НГК, в том числе и на Крапивинском месторождении, является региональным флюидоупором (покрышкой), в разрезах Федоровского и Приобского месторождений вмещают нефтеносный пласт ЮС₀. Он приурочен к так называемой «аномальной» баженовской свите [2], разрез которой отличается повышенной песчаностью. От пластов верхнеюрского НГК (горизонт Ю₁, пласт Ю₀) в разрезах Федоровского и Приобского месторождения отличаются пониженными ФЕС (пористость 5,3...10,6%), пониженной плотностью (1,79...2,18 г/см³), а также повышенными удельным электрическим сопротивлением (39...718 Ом м) и радиоактивностью (10...80 мкР/час).

Таким образом, гигантские нефтяные месторождения отличаются от месторождений с меньшими запасами масштабами тектонических структур, в которых локализованы месторождения, стратиграфическим размахом нефтеносности и многопластовостью, улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами этих пластов, а также нефтеносностью баженовской свиты, в освоении запасов которой видится нефтяное будущее Западной Сибири.

Литература

1. Беспалов А. А. Влияние карбонатизации на локализацию углеводородов в разрезах Федоровского месторождения (по геофизическим данным) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2012. – Томск, 2012. – Т.1. – С.361-364.
2. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири. Новосибирск. – М.: Наука, 1986. – 216с.
3. Кондратьев И.С. Геофизические особенности покрышек пластов разной продуктивности (на примере Приобского нефтяного месторождения) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2-7 апреля 2012. – Томск, 2012. – Т.1. – С.386-388.

**ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ УСЛОВИЯ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКИХ И БАЖЕНОВСКИХ
НЕФТЕЙ НА ФЕСТИВАЛЬНОМ ПОДНЯТИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

В.А. Андриянов

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. Известно, что существенную роль в преобразовании осадочных пород и рассеянного органического вещества (РОВ), заключенного в нем, играют термобарические факторы [1]. Выяснение катагенетических условий формирования осадочных толщ актуально для решения вопросов нефтегазовой геологии. Задача наших исследований – оценить время вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН), определить геотемпературные условия генерации баженовских и тогурских нефтей.

Основной нефтегенерирующей толщей в разрезах юго-востока Западно-Сибирской провинции для мелового и верхнеюрского нефтегазоносных комплексов (НГК) является *баженовская свита (K_{1b}-J_{3t})*. Нижнеюрские *тогурские* отложения служат источником УВ для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК [2]. Выполнены исследования для разрезов двух глубоких скважин, пробуренных в пределах Фестивального поднятия Томской области.

Исходные данные. Для расчетов использованы стратиграфические разбивки и петрофизические свойства пород, вскрытых скважинами 255 Фестивальной и 1 Северо-Фестивальной. Для палеотемпературного моделирования разреза скважины 1 Северо-Фестивальной использованы как измерения пластовых температур, полученных при гидродинамических исследованиях скважины, так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (ОСВ). Для палеотемпературного моделирования разреза скважины 255 Фестивальной взяты только палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ. В таблице приведены исходные данные.

Таблица

Характеристика разрезов скважин Фестивальная 255 и Северо-Фестивальная 1

№ п/п	Характеристики	Фестивальная 255	Северо-Фестивальная 1
1	Забой, м	3301	3270
2	Отложения на забое (свита)	Палеозой (PZ)	Палеозой (PZ)
3	Кровля баженовской свиты, м	2748	2708
4	Мощность баженовской свиты, м	31	23
5	Мощность меловых отложений	2026	1967
6	Мощность палеогеновых отложений, м	680	704
7	Мощность неогеновых + четвертичных отложений, м	42	37
9	Результаты испытаний (интервал, тип флюида, пластовая температура)	-	3240 м – газ; 123°C 3145 м – нефть; 123°C 3130 м – нефть+фильтрат; 118°C
10	Температура, рассчитанная по отражательной способности витринита (ОСВ)	3159 м – 120°C 3122 м – 120°C 2793 м – 101°C	2800 м – 102°C

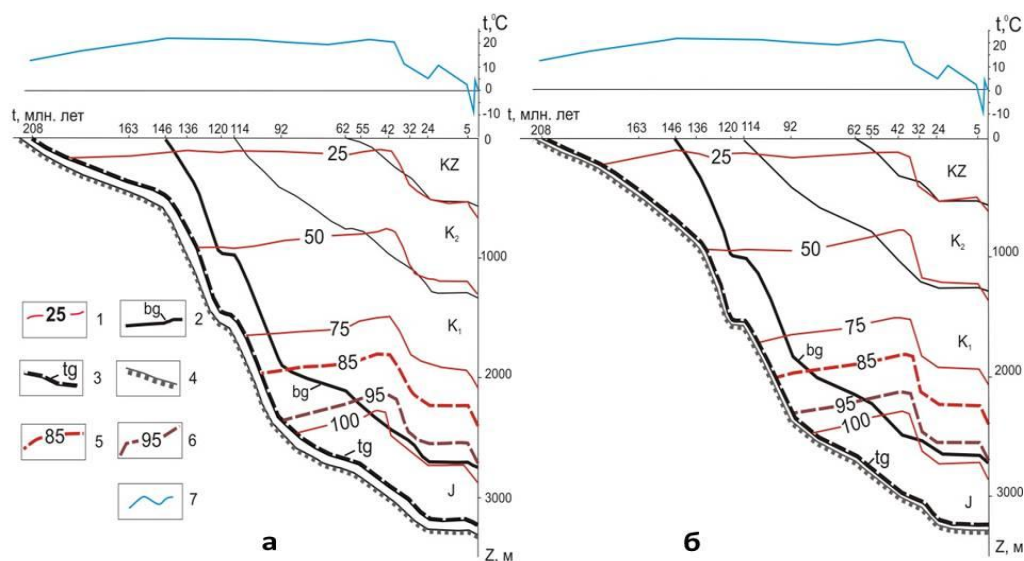


Рис. Палеорекострукции геотемператур в разрезах скважин: а) Фестивальная 255; б) Северо-Фестивальная : 1 – изотермы; 2 – баженовская свита; 3 – тогурская свита; 4 – подошва мезозойско-кайнозойского чехла; 5 – пороговая температура ГЗН баженовских нефтей; 6 – пороговая температура ГЗН тогурских нефтей; 7 – график векового хода температур на поверхности Земли

Методика исследований. Геотемпературное моделирование проведено с применением компьютерной технологии [3] и идентификации нефтегазоматеринских пород по геотемпературному критерию [1]. Используя рассчитанную величину теплового потока из «основания», смоделированы распределения температур в разрезах скважин на моменты начала и завершения формирования каждой из 22 свит (толщ) мезозойско-кайнозойского возраста и триасовой коры выветривания. Расчеты проведены с учетом палеоклиматических условий – векового хода температур поверхности Земли. Решением обратной задачи геотермии по распределению температур в скважине на первом этапе рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего основания. Затем, на втором этапе, по известным значениям теплового потока решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры в заданных точках осадочной толщи в заданные моменты геологического времени, соответствующие моментам завершения формирования свит. Пороговая температура вхождения в главную зону нефтеобразования (ГЗН) для баженовской нефтематеринской толщи, с рассеянным органическим веществом (РОВ) в основном сапропелевого типа, принята равной 85 °С. Пороговая температура вхождения в ГЗН для гумусового тогурского РОВ принята 95 °С.

Результаты исследования. Расчетный тепловой поток из «основания» осадочного чехла в скважине 1 Северо-Фестивальной составил 49 мВт/м², в скважине Фестивальной 255 – 50 мВт/м². Значение теплового потока на поверхности разреза, вскрытого скважиной Фестивальной 255, увеличилось до 52 мВт/м². Поверхностный тепловой поток в 1 Северо-Фестивальной увеличился незначительно (0,04919 мВт/м²).

Для нефтей баженовского типа установлены следующие термодинамические параметры генерации (рис. 1). Максимальная температура ГЗН баженовских нефтей достигает 106 °С на скважине Фестивальной 255 и 116 °С на скважине Северо-Фестивальной 1. Интенсивное нефтеобразование началось в альб-сеномане (92 млн лет назад), с момента формирования покурской свиты. Мощности осадочного разреза на момент вхождения баженовских нефтематеринских отложений в ГЗН в разрезах 255 Фестивальной и 1 Северо-Фестивальной, составляли, соответственно, 1950 м и 2055 м.

Для тогурских нефтей максимум температур в ГЗН достигает 120 °С в разрезе 255 Фестивальной и 134 °С – в 1 Северо-Фестивальной. Вхождение в ГЗН тогурских отложений в разрезе скважины 255 Фестивальной наступает в альб-сеномане. С этого же времени тогурская свита входит в «нефтяное окно» в разрезе скважины 1 Северо-Фестивальной. Мощности разрезов к этому времени достигли 2275 м и 2265 м, соответственно.

Максимумы палеотемператур в очагах как баженовских нефтей, так и тогурских, приходится на время максимального прогрева осадочной толщи, что соответствует геологическому времени в 37,6 млн л назад [3]. Очаги интенсивного нефтеобразования баженовских и тогурских нефтей в разрезах скважин «работают» и в настоящее время.

Литература

1. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
4. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Амани Мангуа Марк

Научный руководитель профессор В.Н.Устинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геолого-геофизическая изученность нефтегазовых месторождений Томского Приобья достаточно высока. Накопленный материал по сейсморазведке масштаба 1:50000 и 1:25000, геофизическим исследованиям в скважинах позволяет выполнять литолого-фациальные реконструкции продуктивных песчаных пластов. Возможность анализа по кривым каротажа условий формирования песчаных фаций является существенно привлекательным для интерпретатора, однако, по мнению авторов, на форму кривых ПС, КС продуктивных песчаников некоторое влияние оказывают вторичные процессы в коллекторах, протекающие в нефтегазонасыщенных песчаниках в присутствии углеводородов. Вторичные процессы проявляются в виде окварцевания, карбонатизации, каолинитизации, сидеритизации, пиритизации, окремнения и др. [1]. При этом в коллекторах преобладает растворение (вплоть до растворения минералов скелета породы), новоминеральные образования формируются за контуром нефтегазонасыщения.

Изменчивость состава песчаных отложений от свода к своду, некоторые отличия в составе вмещающих пород, пород фундамента порождают отличие характера вторичных преобразований в продуктивных отложениях на месторождениях. Исследования кернового материала скважин показали, что на месторождениях Нюрольской впадины, Средневасюганского мегавала в продуктивных отложениях преобладает карбонатизация, на Каймысовском своде – это карбонатизация, каолинитизация, цеолитизация. На Игольско-Таловом месторождении в верхнеюрских коллекторах среди вторичных процессов получили развитие карбонатизация, серицитизация, каолинитизация. Направление вторичных преобразований определяет и характер изменчивости породы коллектора, по-разному формирует тип вторичной пористости и тип коллектора (поровый, порово-кавернозный, трещинно-кавернозный), вторичные преобразования по-разному проявляются на кривых каротажа. В настоящей статье основное внимание уделено особенностям проявления на кривых электрического и радиоактивного каротажа продуктивных пластов Игольско-Талового месторождения. Игольско-Таловое месторождение нефти расположено вблизи Каймысовской группы разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Двуреченское, Крапивинское), имеет с ними близкие условия формирования продуктивных отложений. На Игольско-Таловом месторождении продуктивен песчаный пласт Ю₁² горизонта Ю₁ васюганской свиты. Формирование свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременным переходом в континентальные условия в верхней ее части. В кровле свиты почти повсеместно залегают песчаники барабинской пачки мощностью порядка 3 м. Песчаники по данным ГИС – высокоомные, обладают повышенной радиоактивностью. Барабинская пачка является устойчивым репером, контролирующим верхнюю границу песчаных пластов горизонта Ю₁, усиливающим контрастность отражений по сейсмическому отражающему горизонту Па. Продуктивный песчаный пласт Ю₁² вскрыт на глубинах 2717...2813 м. Пласт представлен серыми, средне-мелкозернистыми, среднесцементированными, участками известковистыми песчаниками. Эффективные нефтенасыщенные толщины на Игольском участке изменяются от 0,7 до 7,9 м, уменьшаясь с северо-востока на юг. С северо-востока на юг изменяется и фациальный состав отложений от устьевой части дельты через дельтовый комплекс к осадкам периферического бара. Особенности строения дельтового комплекса контрастно проявляются в результатах сейсморазведки. Детали латеральной изменчивости фаций восстановлены по кривым каротажа. По типу ловушки и пространственному расположению залежь пласта Ю₁² – пластовая, сводовая, участками с литологическим замещением. Размеры залежи – 25х6 км, высота поднятия в своде структуры 68 м. Изменчивость фациального облика песчаных отложений определяет сложное ячеистое строение коллектора, его прерывистое, линзовидное замещение по латерали. Ячеи коллектора представлены локальными, «чешуйчатого» типа песчаными телами. Они смещают друг друга в направлении с востока на запад.

В настоящей работе уточнение фациального типа песчаных отложений выполнено с использованием типовых электрокаротажных кривых. Использовалась методика В.С. Муромцева [2] и методика В.Б. Белозёрова [3], представляющая некоторое уточнение методики В.С. Муромцева для территории исследований. По результатам определений среди песчаных фаций преобладают дельтовые комплексы, отложения вдольбереговых баров, валов. «Электрофациальный» анализ позволил уточнить типы палеобереговых обстановок формирования песчаных отложений, трассировать зоны латерального замещения линзовидных песчаных тел. Отдельные песчаные тела

накапливались в полосовидных зонах проградирующей береговой линии оксфордской трансгрессии [3], в условиях пологоклиноформного режима осадконакопления. Эти песчаные тела представляют собой бары, песчаные валы, осадки дельтового комплекса и др., каждое из которых приурочено к локальной латерально изменчивой «ленте» прибрежной либо шельфовой части береговой зоны. Сопоставление кривых ПС показывает, что тип кривой в продуктивном интервале при сложном характере латерального замещения и выклинивания остаётся существенно выдержанным, практически неизменным. Неоднородность зонального распространения коллектора осложняется вторичными процессами, которые однако наиболее заметны за контуром нефтенасыщения, так как в контуре нефтеносности преобладают процессы растворения [4] и переотложенные на периферии нефтенасыщенной ячеи новоминеральные образования осложняют «законтурную» кривую каротажа. Усиление эпигенетических процессов под воздействием углеводородов отмечается в работах многих исследователей. Вторичное минералообразование в нефтегазонасыщенных зонах выявляется не только на минеральном (в шлифах), но и на породном уровне. Переотложение карбонатных минералов за контурами нефтенасыщенных ячеек определяет характер сейсмических отражений, усиливает коэффициенты отражения в близконтурных к ловушкам зонах. Скважины бурятся преимущественно в продуктивной части разреза. Изучение законтурного пространства в большей степени возможно по данным сейсморазведки. Карбонатизация формирует полосовидные зоны северо-восточного простирания, которые явно прослеживаются в полях динамических параметров по горизонту Π_a в высокоразрешающей сейсморазведке. Их избирательная ориентировка определяется, очевидно, активной системой трещин. Данные бурения показали, что максимумы энергии отражения сейсмических сигналов коррелируются с участками, где обнаруживается два или даже три карбонатных прослоя в продуктивном пласте. Наличие карбонатных прослоев существенно осложняет строение коллектора, в «карбонатизированных» частях пласта, в том числе, резко снижается продуктивность (нефтеотдача).

Уточнение фациального типа коллектора стало основой для дальнейших исследований, т.е. определения роли нефтенасыщения в формировании облика электрокаротажных кривых и оценки возможности использования электрометрических и радиометрических параметров и данных АК для оценки эффективных параметров насыщения пласта. С этой целью проведён тщательный анализ результатов лабораторных измерений и каротажа скважин, выполнена проверка тесноты связи параметров насыщения, определённых по кривым каротажа и на образцах керн. По кривым ПС выполнена оценка пористости, проницаемости, нефтенасыщения. Их средние значения для данного месторождения составили: $K_{п} = 17,8\%$, $K_{пр} = 34,6$ мД, $K_{н} = 68\%$. Исследования показали, что пористость коллекторов достаточно устойчиво определяется по НКТ, НГК, АК, относительной амплитуде ПС ($\alpha_{пс}$) и данным ГК, устанавливается тесная корреляционная связь между параметрами пористости продуктивных интервалов и проницаемостью. Высокая теснота связи, малый разброс значений говорит о близости свойств резервуара, позволяет предположить определённую роль нефтенасыщения в однородной структуре коллектора. Слабая изменчивость и хорошая коррелируемость параметров пористости, проницаемости, нефтенасыщения, определённых по лабораторным данным и кривым каротажа стали основой установки ряда корреляционных связей с целью эффективной оценки параметров пласта. Для коэффициента пористости это зависимость типа $K_{п} = f(\alpha_{пс})$. Для оценки проницаемости коллекторов – $K_{пр} = f(K_{п})$. Для месторождения эта зависимость имеет вид: $K_{пр} = 2 \cdot 10^{-6} \cdot (K_{п} - 100)^{5,8218}$. Наличие устойчивых связей между каротажными и лабораторными данными позволило выполнить определение характера насыщения пласта-коллектора по критическим значениям удельного сопротивления ($\rho_{п}$), параметрам насыщения ($P_{н}$) и кривым фазовой проницаемости с учетом гидродинамических исследований и результатов опробования скважин. По разведочным скважинам принято критическое значение $K_{н} \geq 54\%$, $P_{н} \geq 3,2$ (для притока безводной нефти) и $K_{н} < 42\%$, $P_{н} < 2,25$ (при $K_{в} > 58\%$, пласты водонасыщены). Для определения коэффициентов нефтенасыщения установлена зависимость $K_{в} = 89,696 \cdot P_{н}^{-0,5381}$, где увеличение относительного сопротивления определяется по формуле $P_{н} = \rho_{пп} / \rho_{вп}$, удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта определяется по кривым ИК и БК, для определения удельного сопротивления водоносных пластов установлена петрофизическая зависимость $P_{п} = 1,968 \cdot K_{п}^{-1,397}$. С учётом полученных зависимостей уточнены параметры пористости песчаного пласта коллектора, изучены особенности её изменчивости. Пористость по пласту изменяется (от кровли к подошве): по керну – от 19,6 до 15,5%; по НГК – от 19,9 до 16,0%; по АК – от 19,5 до 17,4%; по ПС – от 19,8 до 16,7%. Малая изменчивость и хорошая согласованность оценок по различным кривым каротажа в продуктивной части разреза также отвечает модели «повышения однородности» пласта в связи с нефтенасыщением.

Литература

1. Устинова В.Н., Вылцан И.А., Жилина Е.Н., Мишенина Л.Н. Минеральные новообразования в нефтегазонасыщенных разрезах и почвах в связи с разливами углеводородов // Уральский геологический журнал, 1999. – № 6 (12). – С. 159–163.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
3. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазонасыщенности верхнепалеозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГИМС, 1984. – С. 11–22.

4. Устинова В.Н. Залежи углеводородов, особенности их проявления в геофизических полях. Геофизика, 2002. – № 5. – С. 25–32.
5. Ежова А.В., Цибульников М.Р. Морские фации верхнеюрских терригенных отложений Нюрольской впадины // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 131–138.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТРЕХМЕРНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОДНОМ ИЗ УЧАСТКОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

С.Х. Бешлеев

Научный руководитель доцент Е. В. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

В южной части Прикаспийской впадины на площадях, примыкающих к акватории Каспийского моря, расположено более 20-ти месторождений нефти. Месторождения региона разделяют на две группы: подсолевые и надсолевые. Основные запасы углеводородного сырья Прикаспия связаны с подсолевыми месторождениями [1]. Месторождения в надсолевой толще имеют многократно меньшие запасы, но их значение в нефтегазовом комплексе Казахстана весьма весомо.

На месторождении Нуржанов с участием автора были проведены гравиметрические работы высокоточным гравиметром CG-5 AutoGrav. Для интерпретации гравитационных аномалий в качестве основы использовались структурные планы по данным сейсморазведки 3D.

Геологическая природа гравитационных аномалий в Прикаспийской впадине обычно не вызывает сомнений. Резко дифференцированное поле обусловлено морфологией соленосных отложений - соляным куполам соответствуют интенсивные минимумы, а межкупольные мульды отображаются максимумами силы тяжести [3]. В связи с этим гравиразведка используется, в основном, для изучения строения соленосных отложений. Накоплен большой опыт решения этой задачи, разработано специальное программное обеспечение, позволяющее формировать объемные числовые модели соленосных отложений на основе решения обратной задачи гравиразведки с использованием данных сейсморазведки.

Однако интерпретация гравитационного поля при изучении подсолевых отложений осложняется тем, что в Прикаспийской впадине аномальный эффект зачастую загущивается интенсивными аномалиями от рельефа кровли соли и недостатком сведений о соотношении плотностей пород подсолевого комплекса и вышележащих отложений.

Мезозойско-кайнозойский комплекс отложений (надсолевых) характеризуется относительно однородным строением. В общем плане наблюдается погружение отложений в южном и юго-восточном направлениях. В пределах исследуемой территории по данным сейсморазведки выделены основные отражающие горизонты:

III – подошва меловых отложений;

V – кровля отложений триаса, отождествляемая с кровлей соленосных отложений.

В составе подсолевого палеозойского комплекса выделяются отражающие горизонты P₃, P₂, P₁. Отражающий горизонт P₃ условно картирует кровлю терригенного девона, горизонт P₂ в стратиграфическом отношении привязан предположительно к кровле верхневизейско-нижнепермского комплекса, а опорный горизонт P₁ соответствует кровле подсолевых отложений. В районе отсутствия соляной толщи (южная часть площади) этот отражающий горизонт характеризует кровлю артинско-ассельских отложений, а в районе с развитой соляной тектоникой (северо-восточная и восточная части) горизонт P₁ характеризует подошву соли [2].

Комплексная интерпретация и моделирование по гравитационному полю включала анализ гравитационного поля, в том числе:

- корреляционный и статистический анализ;

- разделение полей на региональную и локальные составляющие, выделение высокочастотной компоненты;

- вычисление градиентных характеристик (горизонтальные производные);

- автотрассирование аномалий (трассирование осей максимумов, минимумов, градиентов полей);

- спектральный анализ аномальных полей.

Построение интерпретационных моделей геологического строения состояло из оценки глубины и формы рельефа субгоризонтальных границ раздела, определения эффективной плотности и вычисления объемных моделей распределения плотностных параметров среды,

Интерпретация осуществлялась с использованием современных алгоритмов и комплексов программ Oasis montaj компании Geosoft, технологии спектрально-корреляционного анализа данных КОСКАД 3Д, программ MagMap, MagPick компании Geometries, СИГМА-3Д, Surfer и др.

Модули **Grav/Mag Interpretation** и **GMSYS-3D Modeling** из пакета **Oasis Montaj** были использованы для трехмерного гравитационного моделирования геологической среды.

При разработке плотностной модели были использованы обобщения результатов изучения физических свойств керна глубоких скважин по Прикаспийской впадине. Кроме фондовых материалов использованы литературные источники.

Анализ этих материалов позволил выделить шесть основных геолого-плотностных комплексов:

- палеоген-неогеновый;

- юрско-меловой;
- пермотриасовый;
- пермский соленосный;
- палеозойский;
- фундамент.

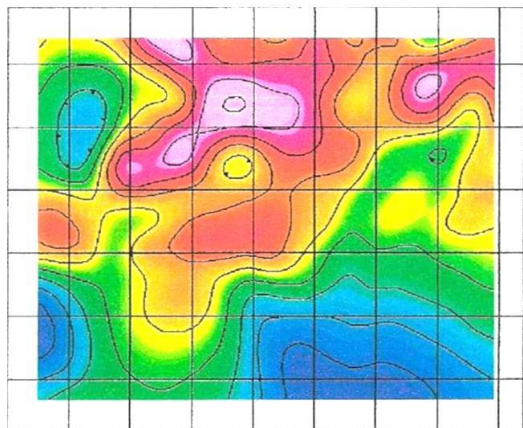


Рис. 1. Гравитационный эффект от поверхности V горизонта (кровля соленосных отложений). Сечение изоаномал 0,5 мГл

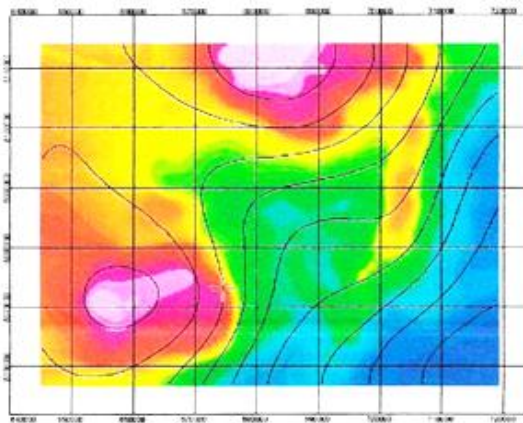


Рис. 2. Гравитационный эффект от соли и рельефа поверхности П1 (подшва соленосных отложений). Сечение изоаномал 0,5 мГл.

При осреднении плотностей пород в пределах возрастных комплексов имеются противоречивые данные, что связано, по-видимому, с отбором керна с разных глубин. В данной работе использованы данные

Н.В.Неволина, Д.В.Цветкова и А.М.Тюрина:

Палеоген – неогеновые отложения – 2,16г/см³ -2,08г/см³;

Меловые отложения – 2,29г/см³ - 2,32г/см³;

Юрские отложения – 2,32 г/см³ -2,55 г/см³;

Пермо-триасовые отложения – 2,48 г/см³ - 2,60 г/см³.

Плотность подсолевых отложений в прибортовых частях впадины меняется в пределах 2.62–2.70 г/см³. При удалении от границы впадины, когда глубина подсолевого горизонта достигает 3 и более, плотность пород этого комплекса понижается до 2.55 г/см³. По данным плотностного каротажа в южной части впадины плотность подсолевых пород 2.60 г/см³– 2.75 г/см³. В качестве наиболее вероятной величины плотности подсолевых пород принято считать 2.50 – 2.60 г/см³.

Результаты трехмерного гравитационного моделирования, выполненного автором для кровли и подошвы соленосных отложений (по сейсмическим данным), представлены на рис 1, 2. Для расчета эффекта от соли и рельефа П1 плотность пермотриаса принята - 2.50 г/см³, соли - 2.25 г/см³, ниже горизонта П1 - 2.65 г/см³.

На рисунках серыми оттенками показана кровля и подошва соленосных отложений по сейсмическим данным, контурными линиями - гравитационные эффекты (сечение 0.5 мГал) от моделей. Как видно из результатов моделирования, сходимость данных гравитационного моделирования и сейсморазведки весьма удовлетворительная с учетом обратной корреляции рельефа поверхности по сейсмическим данным и гравитационных аномалий. Поэтому можно сделать предположение, что купола скорее всего представляют единое соляное образование.

На основании корреляционной зависимости толщи соли от интенсивности локальных гравитационных аномалий в дальнейшем был составлен вариант карты кровли соленосных отложений.

Литература

1. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. – Том 1 – Глубинное строение и геодинамика. – Алматы, 2002г. – 224 с.
2. Замаренов А.К. Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины. – М.: Недра, 1989г. – 166 с.
3. Серкерев С.А. Гравирозведка и магниторозведка в нефтегазовом деле. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006г. – 512 с.

**ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗОЛОТО-КВАРЦ-СУЛЬФИДНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЫНДИНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ**

А.В. Богомолов, А.Ю. Караев

Научный руководитель доцент В.Б. Виноградов

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

При проведении геологоразведочных работ и поисках месторождений золота объем геофизических исследований существенно больше средней доли при проведении тех же работ на другие полезные ископаемые. Многие исследователи (Баранников А.Г., 2011, Долгаль А.С., 2007, Ерофеев Л.Я., 1989 и др.) отмечают высокую эффективность геофизических работ при поисках золоторудных месторождений. Высокая эффективность магниторазведки и электроразведки при поисках месторождений золота подтверждена на Северном Урале, в Амурской области, в Магаданской области, в Хабаровском крае, в Якутии.

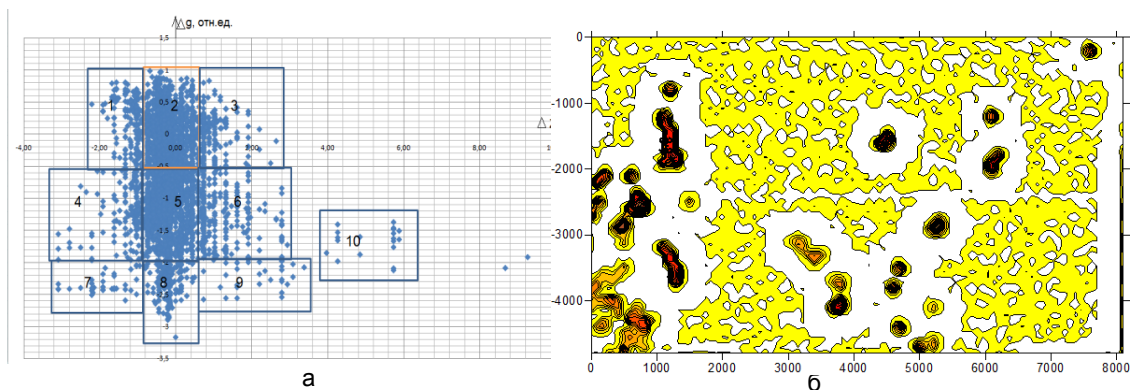


Рис. 1 Поле корреляции магнитного и гравитационного полей золоторудного месторождения с выделенными областями распространения предполагаемых структурно-вещественных комплексов (а). План изолиний суммы градиентов гравитационного и магнитного полей Γ_{ngm} золоторудного месторождения

Как показывает опыт, поиски и изучение малосульфидных золото-кварцевых месторождений близповерхностного типа в Амурской области возможны только комплексом геофизических методов, как правило, не менее трех, чаще всего включающего магниторазведку и два электроразведочных метода. Истолкование измеренных геофизических полей при поисках золоторудных месторождений необходимо проводить с обязательным применением технологий комплексной обработки и интерпретации данных. Состав комплекса геофизических методов зависит от конкретной геолого-геофизической обстановки [1]. Непрерывное увеличение вычислительной мощности и средств визуализации ЭВМ позволяет при истолковании применять трудоемкие алгоритмы, которые не могли применяться 5 – 10 лет назад [2].

На рис. 1а приведено поле корреляции двух геофизических полей для с выделением областей, отвечающих породам различного состава для участка, перспективного на обнаружение золоторудного месторождения. Из приведенных данных следует, что выделение пород разного состава только по интенсивности измеренных полей проводится неуверенно. Необходимо применение сложных процедур обработки и истолкования, в том числе технологии распознавания образов.

Важную роль в строении практически всех типов месторождений, кроме россыпных, золоторудных месторождений играют тектонические нарушения и приуроченные к ним дайки кислого состава и контакты пород разного состава. Для выделения разломов по данным гравиразведки и магниторазведки по измеренным значениям полей вычисляли усредненные горизонтальные градиенты Γ_g и Γ_m . Градиенты вычисляли по локальным аномалиям силы тяжести и аномалиям ΔT на основе сплайн аппроксимации в широтном и меридиональном направлениях по 5 точкам. Поскольку разломы в магнитном и гравитационном полях проявляются понижением интенсивности полей, то для приведения их к безразмерному виду была проведена нормировка каждого градиента и вычислена их сумма Γ_{ngm} :

$$\Gamma_g = \frac{\Gamma_{gi} - \bar{\Gamma}_g}{S_g}, \quad \Gamma_m = \frac{\Gamma_{mi} - \bar{\Gamma}_m}{S_m}, \quad \Gamma_{ngm} = \Gamma_g + \Gamma_m,$$

где $\bar{\Gamma}_g$ и $\bar{\Gamma}_m$ – средние значения градиентов гравитационного и магнитного полей, S_g и S_m среднеквадратические отклонения. Успешность применения этой методики демонстрирует карта изолиний Γ_{ngm} , представленная на рис. 1б, на которой ярко проявлены разломы различной ориентировки.

Существует около десятка различных определений физико-геологической модели. С нашей точки зрения это понятие, помимо измеренных и теоретических геофизических полей, подобранных источников и их

физических свойств должно включать оценки взаимосвязи полей, отражающие единство источника и оценки градиентов, отражающие поведение поля в некоторой окрестности пункта измерения.

В результате статистической обработки измеренных полей месторождения для продуктивной зоны полученные средние значения составили: для индукции магнитного поля (Т) 640 нТл; для кажущегося электрического сопротивления (ρ) 770 Ом·м; для фазового параметра ВП (φ) 3,0°. Для вмещающих горных пород полученные средние значения составили: для магнитного поля 620 нТл; для сопротивлений 1130 Ом·м; для фазового параметра 2,5°. Для участков с широким распространением кварцевых жил полученные средние значения составили: для магнитного поля 660 нТл; для сопротивлений 840 Ом·м; для фазового параметра 2,8°. Приведенные данные доказывают, что истолкование полей золоторудных месторождений указанного типа по одномоментным технологиям нецелесообразно.

По результатам измерений при поисках золоторудного месторождения в Тындинском районе Амурской области построены парные корреляционные зависимости аномалий магнитного и электрического полей (Т, φ , ρ) вмещающих пород, рудной зоны, кварцевых жил (рис. 2).

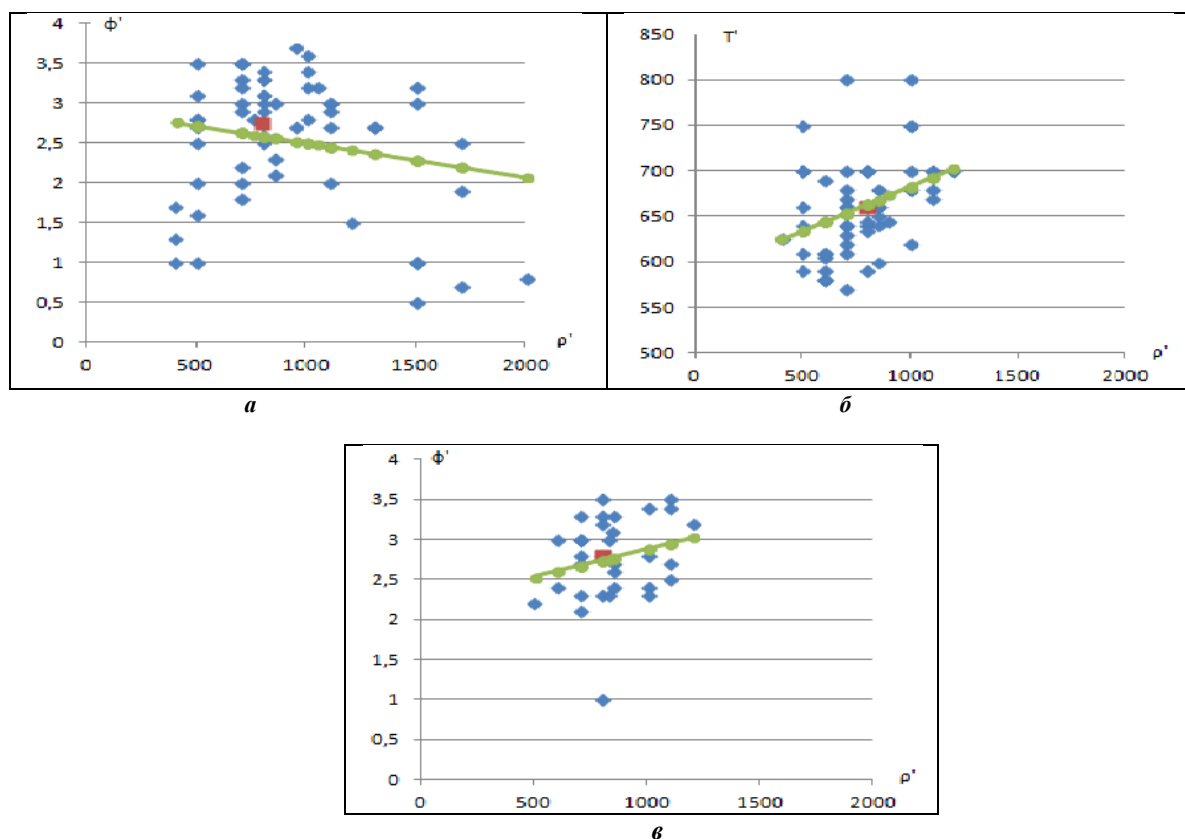


Рис. 2 Поля корреляции: ρ и φ вмещающих пород (а), Т и ρ рудной зоны (б), ρ и φ кварцевых жил (в) и их линии регрессии

Установлена положительная линейная связь интенсивности магнитного поля и кажущегося электрического сопротивления ($R = 0.37$) для рудной зоны. Для кварцевых жил характерна положительная линейная связь кажущегося электрического сопротивления и фазового параметра вызванной поляризации ($R = 0.23$). Отрицательная линейная связь кажущегося электрического сопротивления и фазы вызванной поляризации установлена для вмещающих пород ($R = -0.31$).

Выявленные закономерности послужили основой для построения алгоритма комплексной обработки измеренных данных. Алгоритм предполагает вычисление в скользящем окне 11×11 точек измерения коэффициента корреляции между тремя парами указанных величин. Алгоритм реализован в виде программы обработки геофизических данных на ПК. Применение предлагаемой методики на месторождениях других типов должно основываться на закономерностях, присущих изучаемой геолого-геофизической обстановке, установленных экспериментально. Например, для рудных зон месторождений золоторудных кор выветривания между гравитационным и магнитным полями существует отрицательная линейная связь, а месторождения куранахского типа характеризуются отрицательной линейной связью сопротивления и интенсивности магнитного поля.

Литература

1. Оценка прогнозных ресурсов алмазов, благородных и цветных металлов. Вып. Золото. Методическое руководство / под ред. А.И. Кривцова. - М.: ЦНИГРИ, 2010. - 184 с
2. Долгаль А.С. Компьютерные технологии обработки и интерпретации данных гравиметрической и магнитной съемки в горной местности. – Абакан: ООО «Фирма-МАРТ». 2002. - 188 с.

**БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
ГЕОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ**

Ф.А. Бурков

Научные руководители: профессор В.Б. Белозеров, доцент Г.Г. Номоконова
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Баженовская свита является уникальным и наиболее изучаемым геологическим образованием Западной Сибири. Баженовской свите посвящены работы И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, В.С. Суркова и многих других исследователей. Информация о составе пород и условиях залегания баженовской свиты содержится в многочисленных сейсмических разрезах, в результатах многопараметровых геофизических исследований (ГИС) разрезов тысяч скважин, вскрывших породы баженовской свиты. И в то же время ряд проблем остается нерешенным. Это проблемы состава пород, границ распространения и условий образования баженовской свиты, в том числе ее аномальных разрезов (Лопатин, Емец, Романова, 2002; Мкртчян и др., 1987 и др.), проблемы нефтегенерирующего потенциала и механизма формирования залежей, в том числе в самой свите (Нестеров, 1985; Коровина, Федорцев, Кропотова, 2001 и др.) и другие.

В настоящей статье излагаются результаты анализа и обобщения опубликованных данных по ограниченному кругу проблем, связанных, в основном, с составом и условиями образования пород баженовской свиты, а также с их нефтепроизводящими свойствами.

Главной особенностью баженовской свиты является высокое по сравнению с окружающими толщами содержание рассеянного органического вещества (ОВ). Закономерности накопления ОВ в породах баженовской свиты рассмотрены в работах И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, И.Л. Запывалова, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, С.Т. Неручева, И.Д. Поляковой, П.А. Трушкова, А.С. Фомичева и др. Отмечается, что баженовская свита является одним из самых обогащенных ОВ образований в стратиферу. Среднее содержание органических веществ в баженовской свите – 10,2 %. Как правило, в породах баженовской свиты содержание органического углерода (Сорг) не ниже 3 %. Увеличение его содержания отмечается к центру внутренней депрессионной области Западно-Сибирской плиты (до 10-17%). Учитывая морской генезис вмещающих горных пород (остатки морской фауны), а также ряд геохимических показателей – повышенное содержание водорода, азота, серы, пониженное количество кислорода, ОВ баженовской свиты следует отнести к сапропелевому типу (Гурари, Вайц, Москвин и др., 1988). Источником его были преимущественно планктонные организмы, радиолярии и водоросли.

Исследователи отмечают (Филина, Корж, Зонн, 1984) однообразный, мало изменяющийся по площади и в разрезе литологический состав баженовской свиты с весьма ограниченным количеством типов пород. В разрезе свиты их три – аргиллиты, радиоляриты и известняки. Основная часть разреза (порядка 90 % его мощности) представлена тонкоплитчатыми, высокобитуминозными аргиллитами. Прослой радиоляритов составляют 7 – 8 % и прослой известняков 2 – 3 % от общей мощности пород баженовской свиты. По другим данным (Зимин, Замирайлова, Эдер, 2005) в разрезах баженовской свиты центральной части Западной Сибири наиболее распространены глинисто-кремнистые образования (баженовиты), составляющие в среднем 76% разреза свиты. Именно они избирательно обогащены органическим веществом (Сорг в среднем 11%). Собственно аргиллиты составляют всего 18% разреза и отличаются слабо повышенным содержанием Сорг (в среднем 3,0%). Анализ результатов гамма-спектрометрии скважин в районе Сургутского свода показал, что именно глинисто-кремнистые образования баженовской свиты обладают аномальной радиоактивностью и исключительно урановой специализацией (Номоконова, Колмаков, 2013).

Что же касается данных ГИС стандартного комплекса, то баженовская свита на каротажных диаграммах выглядит наиболее неоднородным геологическим образованием разреза месторождений углеводородов (Бурков, 2011-2013; Номоконова, Писарчук, Кондратьев, Маслак, Беспалов и др., 2004-2012). Она не только отличается от вмещающего песчано-глинистого разреза по комплексу признаков: аномально-высокими показаниями методов сопротивления и гамма-каротажа, пониженными значениями плотности и повышенными – интервального времени и др., но и ярко выраженной изменчивостью этих параметров по разрезе свиты, а также изменением характера корреляционных зависимостей между этими параметрами. Ее геофизическая характеристика зависит от того, находится ли скважина в пределах или за пределами месторождения, и к какому стратиграфическому горизонту приурочена основная нефтеносность разреза (Бурков, 2012; Номоконова, 2010).

Как показывают результаты анализа распределения мощностей и характера фациального ряда разновозрастных толщ на всей территории Западно-Сибирского осадочного бассейна (Филина, Корж, Зонн, 1984), существует закономерное замещение пород баженовской свиты более мощными, грубозернистыми и мелководными отложениями с постепенно уменьшающимся содержанием в них органического вещества по мере приближения к периферии бассейна. В западном направлении отложения баженовской свиты замещаются породами тутлеймской, а затем даниловской свиты. В восточном направлении породы баженовской свиты

замещаются сероцветными глинистыми породами марьяновской свиты, переходящими далее в песчано-алевролитовые глауконитсодержащие отложения яновстанской свиты. При этом мощности разновозрастных с баженовской свитой отложений во внешней зоне плиты увеличиваются на 40 – 50 метров. Территория развития исключительно тонкозернистых и высоко битуминозных пород баженовской свиты соответствует внутренней депрессионной области Западно-Сибирской плиты, скорости прогибания которой опережали скорости осадконакопления.

Фактической границей пород баженовской свиты может выступать их высокая радиоактивность. В работе В.А. Конторовича (2002) восточная (в пределах Томской области) граница развития пород баженовской свиты проведена по радиоактивности (показаниям гамма-каротажа) в 55 мкР/час и показаниям метода сопротивления – 100 Ом·м. Определена переходная зона от баженовской свиты к марьяновской свите (0-100 Ом·м, и 20-50 мкР/час). Но содержание органического углерода в породах баженовской свиты и породах переходной зоны примерно одинаково. Автор объясняет разную радиоактивность одинаково обуглероженных пород замещением сапропелевого органического вещества гумусовым. Это обстоятельство, а также механизмы обогащения ураном пород баженовской свиты (Пулман, 1971) необходимо уточнить, в том числе по данным комплекса ГИС, в состав которого входит гамма-спектрометрия.

Одна из наиболее исследуемых и обсуждаемых проблем – нефтематеринский потенциал баженовской свиты. В пользу нефтепроизводящих функций углеродистых пород баженовской свиты говорят их следующие свойства: высокое содержание ОВ сапропелевого ряда, степень его катагенеза, а также региональное распространение и большие объемы пород (А. Леворсен, Ф.Г. Гурари, А.Г. Арье, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, В.А. Соколов, А.Ю. Хромовских и др.).

Результаты исследования генерации, миграции углеводородов и накопления их залежей сводятся к следующим положениям:

- при накоплении осадочной толщи пород пласты, содержащие органический материал, погружаются и подвергаются периодическому уплотнению, что сопровождается генерацией углеводородов. Интенсивность генерации увеличивается по мере роста давления и температуры. Поэтому принято считать, что степень генерации углеводородов во впадинах будет всегда выше, чем на положительных структурах, а основной миграционный поток углеводородов поступает из погруженных зон;

- миграция углеводородов из баженовской свиты происходит в двух направлениях. Первое направление – снизу вверх по тектоническим разломам и сопутствующим трещиноватым зонам, нарушающим целостность верхнего флюидоупора – аргиллитов куломзинской свиты. Следствием этого является формирование залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. Второе направление миграции – по латерали в песчаных коллекторах васюганской свиты, что приводит к формированию в них нефтяных залежей;

- процесс миграции контролируется капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационными силами.

Считается, что углеводороды в процессе генерации первично аккумулируются в поровом пространстве баженовских аргиллитов, общая пористость которых не превышает 10 %, а открытая пористость близка к нулю (Леворсен, 1958). Поскольку размеры поровых каналов нефтематеринских отложений чаще всего не превосходят 3 нм, образование так называемой микро нефти оказывается невозможным, поскольку минимальные размеры капель углеводородов больше (5 – 10 нм). В связи с этим, предполагают, что в условиях порового пространства нефтематеринских отложений образование нефтяных пузырьков невозможно, а углеводороды находятся в виде гомогенной смеси с молекулами поровой воды без разделения на фазы. Процесс генерации углеводородов связан с повышением пластового давления в нефтематеринской толще, а при её изоляции возникают аномально высокие пластовые давления (АВПД) - коэффициент объемного расширения нефти в 200 раз больше, чем для горных пород.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что процесс генерации углеводородов тесно связан с первичной миграцией и во многом определяется её интенсивностью. Такой вывод вполне объясняет малое количество нефтяных залежей в погруженных зонах, где из аргиллитов баженовской свиты в большинстве случаев невозможна первичная миграция в связи с отсутствием или очень низкой проницаемостью коллекторов нижележащей васюганской свиты. Очевидно, что если затруднена первичная миграция, то после заполнения углеводородами порового пространства нефтематеринской толщи процесс генерации замедляется или приостанавливается.

Однако многие авторы, такие как У. Рассел, А. Леворсен, И.И. Нестеров, В.А. Соколов и др. полагают, что движение углеводородов, особенно нефти, в абсолютном большинстве пород-коллекторов, типичных для природных резервуаров, невозможно. По их мнению, для миграции изолированных капель нефти требуются силы в несколько тысяч раз больше, чем силы, образуемые нормальными гидродинамическими градиентами. Иначе говоря, при формировании верхнеюрских нефтяных залежей латеральная миграция нефти из погруженных зон прилегающей территории маловероятна.

При формировании верхнеюрских залежей определенный интерес представляет процесс вторичной миграции. В данном случае определяющую роль в этом процессе играет структура порового пространства отложений, в которые поступали генерированные углеводороды из нефтематеринской толщи. То есть формирование залежей нефти в верхнеюрских коллекторах происходит за счет вертикальной миграции, которая контролируется, в основном, качеством флюидоупора, отделяющего эти коллекторы от нефтепроизводящей толщи, в направлении сверху вниз (Зимица, 2004).

Геофизическое решение спорных вопросов генерации и вторичной миграции нефти может идти в двух направлениях. Первое – выявление по геофизическим признакам степени реализации нефтематеринского

потенциала пород баженовской свиты, зон АВПД и вторичной миграции нефти в залежи в конкретных разрезах месторождений. Задача принципиально решаемая, но сложная, поскольку баженовская свита выполняет также роль региональной покрывки для верхнеюрского нефтегазового комплекса, что сказывается на ее геофизической характеристике (Бурков, 2012). Придется разгадывать слагающие информации, которые аккумулируются в геофизической характеристике пород баженовской свиты благодаря ее уникальному составу. Второе направление – продолжение выявления взаимосвязей локализации и запасов месторождений углеводородов с глубинными структурами по результатам интерпретации региональных геофизических полей (Номоконова, Расковалов, 2004) с целью выяснения роли вертикальной миграции флюидов в генерации и вторичной миграции нефти.

В геофизических данных содержится громадная по объему, объективная по способу получения, количественная многопараметровая информация. Когда все закономерности, наблюдаемые в геофизических данных, станет возможным объяснить геологическими причинами, генетические проблемы баженовской свиты можно будет считать решенными.

ВЛИЯНИЕ ЧЕТВЕРТИЧНОГО ПОХОЛОДАНИЯ В СЕВЕРНЫХ РАЙОНАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Буй Кхак Хунг

Научный руководитель доцент Г. А. Лобова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Актуальность. Термическая история нефтематеринских пород является решающим фактором реализации их потенциала и определяет время начала интенсивной генерации нефти. Начиная с 80-х годов прошлого века для оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород, многими известными учеными применяется палеотемпературное моделирование (Ермаков, Скоробогатов, 1986; Галушкин, Смирнов, 1987; Курчиков, Ставицкий, 1987; Дучков и др., 1990; Кутас, Цвященко, 1993; Исаев, Волкова, 1995; Подгорный, Хуторский, 1998). Широкое распространение получили методы математического моделирования. Методы позволяют достаточно достоверно и точно рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза. Однако, в работе [1] обращается внимание на необходимость учета палеоклиматических условий – векового хода температур поверхности Земли и особенно в связи с резким похолоданием в позднечетвертичное время, в том числе и в северных районах Томской области.

Настоящая работа посвящена вопросу конкретной количественной оценки влияния векового хода температур земной поверхности [2, 3] на интенсивность генерации УВ баженовской нефтематеринской свитой в разрезе Малореченской глубокой скважины № 121, расположенной на одноименной структуре Нижневартовского свода. Исходные данные для расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика разреза скважины Малореченская 121

№	Характеристики	Малореченская 121
1	Забой, м	2683
2	Отложения на забое (свита)	Палеозой
3	Кровля баженовской свиты, м	2430
4	Мощность баженовской свиты, м	15.0
5	Мощность палеогеновых отложений, м	246
6	Мощность неогеновых отложений, м	45
7	Мощность четвертичных отложений, м	2
8	Результаты испытаний (интервал, тип флюида, пластовая температура)	2452 м – нефть, газ; 90 °С
9	Температура по ОСВ	2470 м – 103 °С (васюганская свита); 2620 м – 106 °С (тюменская свита).

Методика исследования. Геотемпературное моделирование проведено по методике [4]. Метод реализуется компьютеризированной технологией геотемпературного моделирования [5] и идентификации нефтематеринских пород по геотемпературному критерию [6].

На первом этапе исследований температура на поверхности земли принималась постоянной, нулевой. В этом случае, для согласования температур по ОСВ (табл. 1) и максимальных палеотемператур баженовской свиты (табл.2) необходимо было бы принять размыв верхнепалеогеновых отложений. Однако такими геологическими данными на настоящий момент мы не располагаем. Поэтому на втором этапе исследований палеотемпературное моделирование выполнено с учетом векового хода температур земной поверхности за последние 142 млн. лет.

В таблице 2 серым тоном выделены температуры главной зоны нефтеобразования [6]. Анализируя полученные расчетные данные для баженовской свиты, мы видим, что без учета палеоклимата очаг зарождается

24 млн. лет назад и максимальная геотемпература составляет 88,3 °С. С учетом палеоклимата и похолодания геотемпературы увеличиваются до 99,2 °С и время начала работы очага смещается на 54,8 млн. лет назад.

Таблица 2

Геотемпературы баженовской, васюганской и тюменской свит в разрезе скважины Малореченская 121

Время, млн лет назад	Поверхности земли, °С	Вековой ход температур на поверхности земли, °С	Геотемпературы баженовской свиты, °С			Геотемпературы васюганской свиты на глубине 2470 м, °С			Геотемпературы тюменской свиты на глубине 2620 м, °С		
			Без учета палеоклимата, °С	С учетом палеоклимата, безпохолодания, °С	С учетом палеоклимата и похолодания, °С	Без учета палеоклимата, °С	С учетом палеоклимата без похолодания, °С	С учетом палеоклимата и похолодания, °С	Без учета палеоклимата, °С	С учетом палеоклимата, без похолодания, °С	С учетом палеоклимата и похолодания, °С
0	0	0	89.5	89.5	89.5	90.6	90.6	90.6	95.4	95.4	95.5
0,03	-4	-4	89.5	89.5	88.0	90.5	90.5	89.1	95.4	95.4	94.0
0,07	-4	-4	89.4	89.5	88.3	90.5	90.7	89.4	95.4	95.5	94.3
0,11	-4	-4	89.4	89.6	88.8	90.5	90.7	89.9	95.4	95.5	94.8
0,19	-8	-8	89.4	89.9	89.0	90.5	91.0	90.2	95.4	95.9	95.1
0,235	-10	-10	89.4	90.1	90.1	90.5	91.3	91.2	95.4	96.1	96.1
0,245	0	0	89.4	90.2	91.8	90.5	91.3	92.9	95.4	96.1	97.8
0,5	2	2	89.4	91.3	92.8	90.5	92.4	94.0	95.4	97.2	98.9
1,64	3	3	89.4	91.8	93.5	90.4	92.9	94.6	95.2	97.7	99.4
3	3	3	89.3	92.5	94.1	90.3	93.5	95.2	95.1	98.3	100.0
5	4	4	89.0	93.2	94.9	90.2	94.4	96.0	95.0	99.2	100.9
10	7	7	88.6	95.4	97.0	89.7	96.5	98.1	94.5	101.4	103.0
15	10	10	88.3	97.6	99.2	89.4	98.7	100.3	94.2	103.6	105.3
20	7	7	87.9	94.8	96.4	89.0	95.9	97.5	93.8	100.7	102.4
24,0	4	4	87.5	91.9	93.6	88.5	92.9	94.6	93.3	97.8	99.5
30	8	8	80.2	88.2	89.7	81.2	89.3	90.7	86.1	94.1	95.6
35	13	13	76.1	89.2	90.5	77.2	90.2	91.6	82.0	95.0	96.5
37,6	20	20	74.9	94.1	95.4	76.0	95.1	96.5	80.8	100.3	101.4
40	20	20	73.8	93.7	95.1	74.8	94.8	96.1	79.6	99.9	101.0
45	21	21	71.0	91.4	92.7	72.2	92.6	93.8	77.0	99.6	98.7
50	21	21	48.9	89.1	90.3	69.4	90.2	91.4	74.2	97.3	96.3
54,8	20	20	65.6	86.0	87.2	66.7	87.1	88.3	71.5	94.9	93.2
61,7	20	20	63.2	82.8	83.9	64.3	83.9	85.0	69.1	91.9	89.9
73,2	20	20	56.3	75.5	76.5	57.4	76.5	77.6	62.2	81.3	82.5
89,8	20	20	51.4	71.3	72.2	52.5	72.4	73.3	57.3	77.2	78.3
91,6	20	20	48.9	69.1	70.0	50.0	70.2	71.1	54.9	75.0	76.0
98,2	21	21	42.0	63.1	63.9	43.1	64.2	65.0	47.8	69.0	69.9
114,1	21	21	25.5	46.6	47.1	26.5	47.7	48.2	31.3	52.5	53.1
116,3	20	20	24.6	45.8	46.2	25.7	46.8	47.3	30.5	51.6	52.2
120,2	20	20	23.0	44.0	44.5	24.1	45.2	45.6	28.9	49.9	50.5
142,2	22	22	3.9	26.1	26.2	5.0	27.2	27.3	10.0	32.0	32.2
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м2			52	52	53	52	52	53	52	52	53

Результаты исследования. По расчетам геотемператур для васюганской (2470 м) и тюменской (2620 м) свит максимальные значения соответственно составили 100,3 °С и 105,3 °С. Это вполне согласуется с палеотемпературами по ОСВ (103 °С) и (106 °С) и без включения в модель как размыва верхнепалеогеновых отложений, так и нестационарности глубинного теплового потока. При этом срабатывание «максимального палеотермометра» приходится на время 15 млн. лет назад.

Анализ таблицы 2 позволяет сделать следующие выводы: 1) вековой ход температур земной поверхности оказал существенное влияние на термический режим и интенсивность генерации УВ глубоководных осадков баженовской свиты; 2) вековой ход температур земной поверхности необходимо учитывать при палеотемпературном моделировании; 3) резкое похолодание в позднечетвертичное время значительно понизило геотемпературы баженовской свиты (9,9 °С); 4) при расчетах с ОСВ необходимо за время срабатывания «максимального термометра» принять 15 млн. лет назад.

Литература

1. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
2. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
3. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.
4. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология, 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 111–115.
5. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа, 2002. – N 6. – С. 48-54.
6. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997. – Т. 38. - № 6. – С.1070-1078.

**ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ СИЛЫ ТЯЖЕСТИ ПРИ
ОСВОЕНИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА**

Л. В. Вергунов

Научный руководитель доцент А. Н. Соловицкий
Кемеровский государственный университет, г. Кемерово, Россия

Влияние геотехнологии освоения угольного месторождения на изменение во времени силы тяжести заключается в следующем. Если на глубине H подработан пласт угля мощностью m за период времени $t-t_0$, то в точке P (на поверхности Земли или около выработанного пространства) произойдет соответствующее изменение силы тяжести во времени $\Delta g[t-t_0]$. Такие изменения силы тяжести во времени принято называть техногенными. Указанное изменение $\Delta g[t-t_0]$ может быть зарегистрировано при проведении повторных гравиметрических наблюдений в эпохи t и t_0 . Следует отметить, что это же изменение силы тяжести может быть рассчитано с помощью ПК на основе решения прямой задачи гравиразведки: по известному начальному положению, плотности и перемещению масс при геотехнологии освоения недр [1, 2].

Информация для определения техногенных изменений силы тяжести при освоении месторождения известна по результатам регулярных маркшейдерско-геодезических съемок.

Объём перераспределения плотности масс массива горных пород, ограниченный поверхностью S , аппроксимируем системой из N элементарных параллелепипедов с гранями, параллельными координатным плоскостям условной прямоугольной системы координат, поэтому общий алгоритм для вычисления таких изменений можно представить в виде

$$\Delta I(P) = f \sum_{k=1}^N \Delta \rho(X_k, Y_k, Z_k, t) \Delta V_k, \quad (1)$$

где f – гравитационная постоянная; $\Delta \rho(X_k, Y_k, Z_k, t)$ – изменение во времени плотности масс элементарного объёма; ΔV_k – изменение характеристики гравитационного поля, обусловленное перемещением масс элементарного объёма.

Разработанный алгоритм (1) характеризуется тем, что в едином комплексе [1, 2] последовательно вычисляются составляющие поля силы тяжести, начиная со вторых производных $\Delta V_{xx}[t-t_0]$, $\Delta V_{yy}[t-t_0]$, $\Delta V_{zz}[t-t_0]$ и до потенциала. Алгоритм (1), реализующий определение техногенных изменений силы тяжести, универсален и обладает достаточной гибкостью, что позволяет учитывать особенности перераспределения масс во времени при разных видах геотехнологии освоения недр.

Первой особенностью определения техногенных изменений характеристик гравитационного поля во времени на угольных месторождениях является учет неоднородностей плотности масс, перемещаемых при ведении горных работ, что нашло отражение в программах [3, 4], а также в цифровых моделях.

На угольных шахтах отработку пластов в большинстве случаев осуществляют с обрушением пород кровли. Этот процесс характеризуется сначала медленным прогибом кровли пласта, а затем по мере увеличения площади выработанного пространства в движение приходят всё большие участки подработанной толщи пород кровли и увеличивается прогиб слоев. Потом происходит отделение нижележащих слоев от вышележащих и их разрушение на отдельные куски и глыбы.

Разработанный нами алгоритм и программы для ПК [3, 4] позволяют моделировать связь процесса обрушения непосредственной кровли с техногенными изменениями характеристик гравитационного поля. Для этого создается цифровая модель перераспределения плотности масс. В табл. 1 приведены результаты моделирования техногенных изменений характеристик гравитационного поля (первых производных потенциала ΔV_x , ΔV_y , ΔV_z , вторых производных $\Delta V_{xx}[t-t_0]$, $\Delta V_{yy}[t-t_0]$, $\Delta V_{zz}[t-t_0]$), обусловленных обрушением непосредственной кровли пласта (при отработке 50 %, 75 % и 100 % лавы) высотой 10 м.

Таблица 1

Техногенные изменения характеристик гравитационного поля, обусловленные обрушением кровли пласта

Техногенные изменения характеристик гравитационного поля	Величины техногенных изменений силы тяжести (микрогал) и вторых производных (эТВеш)		
	При отработке лавы на 50 % (99 суток)	При отработке лавы на 75 % (149 суток)	При отработке лавы на 100 % (198 суток)
$\Delta V_x[t-t_0]$	362,0	124,0	0,1
$\Delta V_y[t-t_0]$	-0,2	-0,4	-0,4
$\Delta V_z[t-t_0]$	-48,3	-89,8	-91,5
$\Delta V_{xx}[t-t_0]$	0,6	1,9	1,0
$\Delta V_{yy}[t-t_0]$	4,0	7,3	7,9
$\Delta V_{zz}[t-t_0]$	-4,5	-9,2	-8,9

В подработанной толще выше зоны обрушения выделяют ещё две: прогиба с нарушением сплошности слоев в виде трещин и плавного прогиба без нарушения сплошности слоев.

В табл. 2 приведены результаты моделирования техногенных изменений характеристик гравитационного поля (первых производных Δg_x , Δg_y , Δg_z), обусловленных образованием зоны трещин, высота которой равна 30 м. Изменения плотности последовательно равны 5 %, 10 % и 15 %.

Таблица 2

Техногенные изменения характеристик гравитационного поля, обусловленные образованием зоны трещин

Наименование	Величины техногенных изменений силы тяжести поля в микрогалах		
	$\Delta V_x[t-t_0]$	0,01	0,02
$\Delta V_y[t-t_0]$	-0,3	-0,6	-0,8
$\Delta V_z[t-t_0]$	-59,9	-121,0	-183,0

Предложенный нами подход изучения поведения подработанного массива горных пород рекомендуется для исследования деформаций блочного массива горных пород для шахт типа "Владимирской", характеризующейся неустойчивой кровлей и глубиной до 100 м.

В таблице 3 приведены результаты моделирования техногенных изменений силы тяжести, обусловленных отработкой лавы площадью 75000 м², мощностью пласта 4 м, периодом времени 198 суток, плотностью угля 1,4 г/см³ на различных глубинах (125 м, 175 м, 225 м).

Таблица 3

Техногенные изменения силы тяжести и вторых производных, обусловленных различной глубиной и этапами отработки лавы

Техногенные изменения	Величины техногенных изменений силы тяжести (микрогал) и вторых производных потенциала (эТВеш) при отработке лавы		
	На глубине 125 м	На глубине 175 м	На глубине 225 м
$\Delta V_z[t-t_0]$	62,5	43,4	31,9
$\Delta V_{xx}[t-t_0]$	0,8	0,6	0,5
$\Delta V_{yy}[t-t_0]$	4,2	2,2	1,3
$\Delta V_{zz}[t-t_0]$	5,0	2,9	1,8
Техногенные изменения	При отработке лавы на 50 % (99 суток)	При отработке лавы на 75 % (149 суток)	При отработке лавы на 100 % (198 суток)
$\Delta V_z[t-t_0]$	-39,0	-72,0	-77,3
$\Delta V_{xx}[t-t_0]$	0,5	1,5	0,9
$\Delta V_{yy}[t-t_0]$	3,0	5,6	6,0
$\Delta V_{zz}[t-t_0]$	3,5	7,1	6,9

Результаты, приведенные в табл. 1, показывают их значимость при современной точности гравиметрических наблюдений, равной 20 микрогал.

В результате выполненных исследований можно отметить следующие особенности моделирования техногенных изменений силы тяжести.

1. Доступность исходной информации на основе результатов регулярных маркшейдерско-геодезических съемок.
2. Более широкий спектр определяемых параметров: от техногенных изменений потенциала, составляющих силы тяжести по осям координат X , Y , Z до вторых производных.

3. Возможность априорного получения техногенных изменений силы тяжести при разных сценариях состояния подработанного массива горных пород.
4. Увеличение информативности и возможностей гравиметрического метода при освоении угольных месторождений.
5. Возможность исключения влияния техногенных изменений силы тяжести из результатов гравиметрических наблюдений в районах освоения месторождения.

Литература

1. Соловицкий А.Н. Некоторые аспекты геомеханического обеспечения освоения недр с современных позиций гравитационного поля // Маркшейдерский вестник, 2004. – № 2. – С.75 –77 .
2. Соловицкий А.Н. О связи состояния подработанного массива горных пород с техногенными изменениями характеристик гравитационного поля // Изв. вузов. Сев. Кавк. регион. Техн. науки. – 2003. – № 4. – С.101–102.
3. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003611001. (РТ) Вычисление техногенных изменений характеристик гравитационного поля, обусловленных перераспределением плотности масс при открытой, подземной и строительной геотехнологии освоения недр / А.Н. Соловицкий. – М.: Роспатент, 2003. – 1 с.
4. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2003611192. (ОТО) Оценка точности техногенных изменений характеристик гравитационного поля (потенциала и его первых производных), обусловленных перераспределением плотности масс при освоении недр и строительстве инженерных объектов/ А.Н. Соловицкий. – М.: Роспатент, 2003. – 1 с.

ТЕПЛОВЫЙ ПОТОК НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

А.В. Власова

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. Территория исследования (рис. А) – сосредоточение основных нефтепромыслов Томской области. Здесь распространены баженовская (повсеместно) и тогурская (зонально) нефтематеринские толщи, резервуары в отложениях осадочного чехла и фундамента, что и определяет нефтегазоносность района.

Последняя оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области была выполнена на основе методов сравнительной геологической аналогии (под руководством А.Э. Конторовича, 2001). Предстоящая оценка ресурсов будет выполняться на генетической основе с использованием модели термической истории материнских отложений.

Одним из основных факторов, определяющих термический режим материнских отложений, интенсивность нефтегенерации, является плотность глубинного теплового потока [3 и др.]. Цель наших исследований – восстановить площадное распределение плотности теплового потока.

Методика исследований. Применена компьютерная технология [1] палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования осадочных бассейнов. Палеотемпературное моделирование включает решение обратных задач нестационарной геотермии с подвижной границей – расчет значений теплового потока из основания. Решены обратные задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 глубоких скважин (рис.).

Исходные данные. Для решения обратной задачи геотермии использованы как замеры пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, рассчитанные [2] по отражательной способности витринита (ОСВ) – $R_{\text{ит}}^{\circ}$. В таблице 1, в качестве примера, приведены исходные данные по некоторым скважинам.

Результаты исследований представляются в виде карты распределения фундаментального геодинамического параметра - плотности теплового потока из основания осадочного чехла (рис. Б). Анализируя распределение плотности теплового потока, как показателя интенсивности генерации углеводородов, можно сделать следующее предварительное заключение. Наиболее перспективными землями являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, а также обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти, может быть выявлена повышенная плотность ресурсов углеводородов.

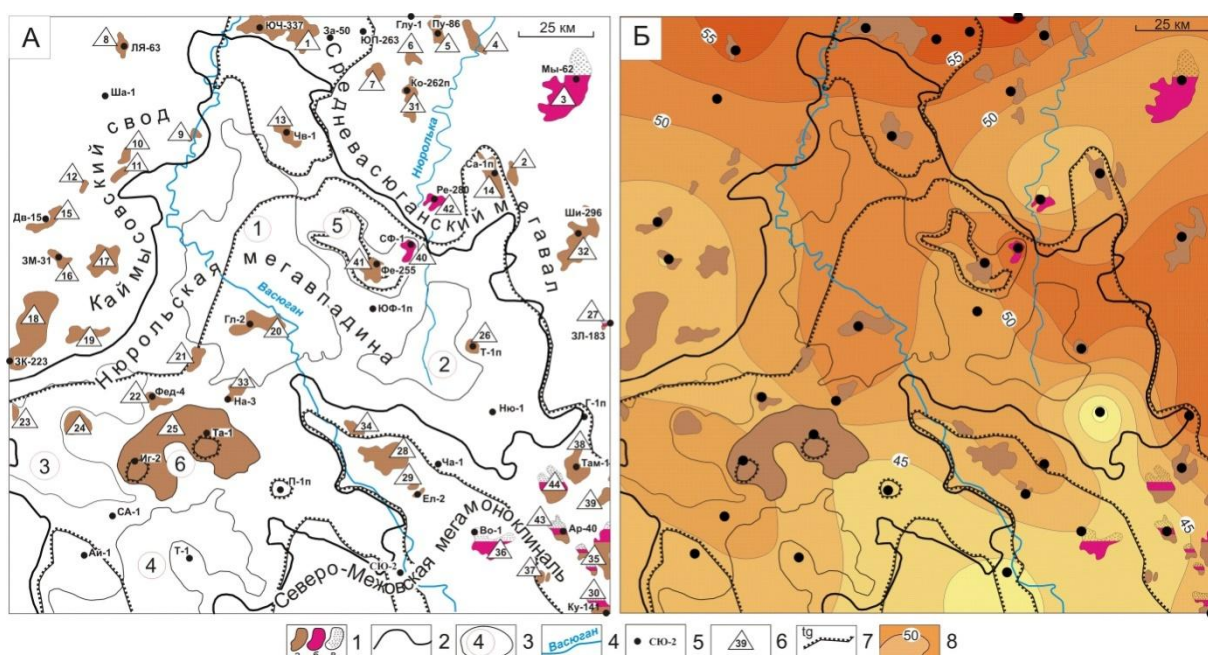


Рис. Схема нефтегазоносности (А) и карта распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления: 1 – месторождения: а – нефтяное; б – конденсатное; в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер: 1 – Кулан-Игайская впадина; 2 – Тамрадская впадина; 3 – Осевог прогиб; 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал; 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный номер; 6 – условный номер месторождения; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – значения изолиний теплового потока в мВт/м²

Таблица 1
Пластовые температуры, полученные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита в образцах керна

№ п/п	Условный номер скважины	Пластовые температуры		Температуры по ОСВ		
		Интервал, м	Температура, °С	Глубина, м	$R_{\text{вт}}^0$, %	Палеотемпература, °С
1	Ай-1	2156	67	2700	0,62	96
		862	31	3150	0,76	115
2	Во-1	2400-2406	74	2882	0,67	102
		2650-2660	80	2991	0,70	106
3	Глу-1	2569-2574	100	2539	0,76	115
				2613	0,76	115
4	Дв-15	2689-2692	83	2684	0,59	92
		2682-2684	89	2686	0,58	91
5	ЗМ-31	2713-2718	85	2706	0,58	91
				2713	0,59	92
6	ЗК-223	2756-2759	92	2746	0,59	92
		2748-2753	92			
7	Иг-2	2750-2823	92	2800	0,70	106
		2740-2773	95			
8	Ку-141	2753-2763	84	2661	0,67	102
		2660-2662	82	2676	0,68	104
		2791-2795	86			
9	Мы-62	2368-2380	84	2360	0,53	84
10	На-3	2885-2891	98	2917	0,76	115
				3282	0,80	120
				2700	0,52	83
11	Ню-1	2499-2527	75	2894	0,60	94
				3199	0,62	96
				2800	0,59	92
12	П-1п	2262-2295	71			

		2325-2350	73			
13	Пу-86	2630-2703	90	2677	0,76	115
14	Ре-280	2156-2178	67	2911	0,68	104
		2318-2323	68			
		3262-3310	113			
		3130-3145	118			
15	СЮ-2	2674-2707	78	2800	0,59	92
16	Та-1	2798-2806	88	2760	0,59	92
		2781-2787	88			
17	Там-1	2984-3008	100	2590	0,62	96
		2936-2957	98			
		2754-2762	87			
		2593-2597	84			
18	Т-1п	2853-2860	107	2885	0,73	111

Литература

- Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
- Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегаплатины // Геология и геофизика, 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА М1 В ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ АРЧИНСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Галонюк

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ распределения ресурсов углеводородов по Томской области (Конторович, 2001) показывает, что они сосредоточены преимущественно в верхнеюрском (пласты Ю₁) и палеозойском (пласт М₁) нефтегазовом комплексе (НГК). По начальным запасам нефти лидирует верхнеюрский НГК, а по начальным запасам газа – палеозойский. При этом степень разведанности запасов различная. Если в верхнеюрском НГК основная масса запасов углеводородов подсчитана по высоким категориям (А+В+С₁), то в доюрских отложениях – по категории D2. На повестке дня стоит доразведка месторождений углеводородов палеозойского НГК. Исследование геофизической характеристики разрезов месторождений с нефтеносностью фундамента является актуальной задачей.

В настоящей работе приводятся результаты анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) Арчинского месторождения с целью формирования геофизической характеристики контактовой зоны «юра-палеозой». Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение входит в состав Казанского района Васюганской нефтегазоносной области, обладающей высокими прогнозными и разведанными запасами углеводородов и широким стратиграфическим диапазоном распространения залежей. На Арчинском месторождении залежь нефти с газовой шапкой массивного типа приурочена к карбонатному выступу доюрского фундамента.

Отложения верхнего девона, вмещающего пласт М₁, в литологическом составе представлены преимущественно известняками, известняками доломитизированными, неравномернозернистыми, кавернозными, трещиноватыми разностями. В кровле пород отмечается интенсивное развитие трещин, зон каолинизации, окремнения, сидеритизации. Влияние вторичных процессов благоприятно действовало на образование пустотного пространства в кровле карбонатных отложений. Условный газонефтяной контакт (ГНК) проведен по абсолютной отметке 2941 м, условный водонефтяной контакт (ВНК) – по подошве нефтенасыщенной части пласта в скв. 41 на абсолютной отметке 3002 м (рис). Вмещающие залежи нефти и газа карбонатные породы на Арчинском месторождении характеризуются сложным типом коллектора – порово-трещинно-каверновым.

Исследованы разрезы скважин 41 и 44 Арчинского месторождения и результаты ГИС стандартного комплекса: метод сопротивления потенциал-зондом (КС), самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный каротаж (ИК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), каротаж естественной радиоактивности (ГК), кавернометрия. Результаты анализа этой информации сводятся к следующему.

Вертикальный разрез юрских отложений начинается с куломзинской свиты и заканчивается тюменской свитой. Репером исследованных отложений является баженовская свита, залегающая в интервале глубин от 2590 до 2616 м. Баженовская свита, представленная битуминозными аргиллитами, характеризуется аномально высокой радиоактивностью (показания ГК до 50 мкР/ч), высокими значениями сопротивления, а также высокими показаниями потенциалов собственной поляризации по диаграмме ПС. В разрезе скважины 41 более радиоактивной является кровельная часть свиты, а более высокоомной – подошвенная. В разрезах

месторождений юга Западной Сибири битуминозные аргиллиты баженовской свиты является региональным флюидоупором для верхнеюрского нефтегазового комплекса (горизонт Ю₁).

В отличие от пород баженовской свиты, отложения куломзинской свиты обладают низкими значениями сопротивления, уменьшением радиоактивности к кровле свиты по кривой ГК, а также резкой изменчивостью диаметра скважины по показаниям кавернометрии. Комплекс геофизических параметров пород куломзинской свиты соответствует глинистым образованиям с хорошими изоляционными свойствами. Можно заключить, что комплекс глинистых образований куломзинской и баженовской свит представляет собой надежный экран для углеводородов, разделяющий меловые и юрские отложения, который, в частности, препятствует проникновению нефти баженовского типа в неокомские пласты-коллекторы.

В отличие от отложений баженовской и куломзинской свит, породы ниже залегающей васюганской свиты характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров по причине присутствия в ее разрезе пород-коллекторов (пласты Ю₁), глинистых образований, карбонатизированных прослоев и углей.

Пласты-коллекторы, сложенные песчаниками, на уровне глинистых образований выделяются отрицательной аномалией ПС, средними и повышенными значениями по диаграмме НКТ, а также низкими значениями радиоактивности. В показаниях кавернометрии пласты отличаются устойчивым уменьшением диаметра скважины, что свидетельствует о наличии глинистой корки и указывает на хорошие фильтрационные свойства пластов горизонта Ю₁.

Единственный в разрезе васюганской свиты угольный пласт характеризуется высокими значениями кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным КС, низкими значениями электропроводности (ИК), аномально низкими значениями радиоактивности и низкими значениями плотности тепловых нейтронов. В разрезе тюменской свиты угольные пласты с такими же геофизическими параметрами являются типичным образованием, их частота появления и мощность увеличиваются на глубину и определяют особенности геофизической характеристики тюменской свиты, указывающие на ее преимущественно континентальные условия осадконакопления.

В самой нижней части тюменской свиты (на контакте с корой выветривания) залегают слой мощностью 26 метров с относительно однородными геофизическими параметрами, плавно изменяющимися на глубину, и резко отличающийся от остальной части разреза свиты. Это относительно повышенные и растущие на глубину электропроводность, показания НКТ и диаметр скважины, относительно пониженные и убывающие на глубину радиоактивность и показания метода ПС. По совокупности геофизических признаков породы этого интервала не подходят ни к одной разновидности, отмечаемой для юрского терригенного разреза. Возможно это монотонные глинисто-кремнистые или глинисто-карбонатные образования, которые, вместе с ниже залегающей корой выветривания, могли служить хорошей крышкой для пласта М₁.

Ниже тюменской свиты в интервале от 3010 до 3018 м (скв. 41) залегают переходная зона, представленная корой выветривания (рис.). По данным геофизических методов эта зона выделяется огромной изрезанностью графиков, входящих в комплекс ГИС, что подтверждает переход от терригенного разреза, сложенного породами юрского возраста, к карбонатному разрезу, представленному отложениями палеозойского возраста, который вмещает самый продуктивный пласт месторождения – пласт М₁.

От вышезалегающих терригенных пород рассматриваемый интервал отличается (рис.) аномально высокими значениями кажущегося УЭС по данным КС, аномально низкими значениями радиоактивности (ГК), а также аномально низкими показаниями электропроводности (ИК) и неоднородностью плотности тепловых нейтронов по кривой НКТ, нарастающей к верхней границе разреза. Названная геофизическая характеристика соответствует карбонатному составу пород разреза, неоднородность в показаниях НКТ указывает на содержание в породах водорода (вода, углеводороды).

Газонасыщенная часть коллектора пласта М₁ отличается более низкими и переменными значениями показаний НКТ, понижающимися к кровле пласта, относительно более высокими показаниями методов сопротивления (КС). Кровельная часть газоносного интервала, по-видимому, немного глинистая, на что указывают рост показаний ИК и ГК. Для нефтенасыщенной части пласта характерны более высокие и слабо изрезанные показания НКТ, а также, в целом, более низкие сопротивления. Диаметр скважины (ДС) плавно уменьшается на глубину, что указывает на более плотные (непористые) карбонаты.

Отметим следующую особенность разреза пласта М₁ (рис.). Для него характерны отрицательные аномалии ПС, совпадающие с положительными аномалиями КС и НКТ, что обычно отличает терригенный разрез. Причину совмещения в пласте М₁ скв. 41 геофизических особенностей терригенного и карбонатного разреза необходимо специально исследовать. Здесь только отметим, что в разрезе скв. 44, вскрывшем пласт М₁ только в его нефтеносной и не самой продуктивной части, отмеченная закономерность во взаимоотношении методов ПС, КС и НКТ практически не проявляется.

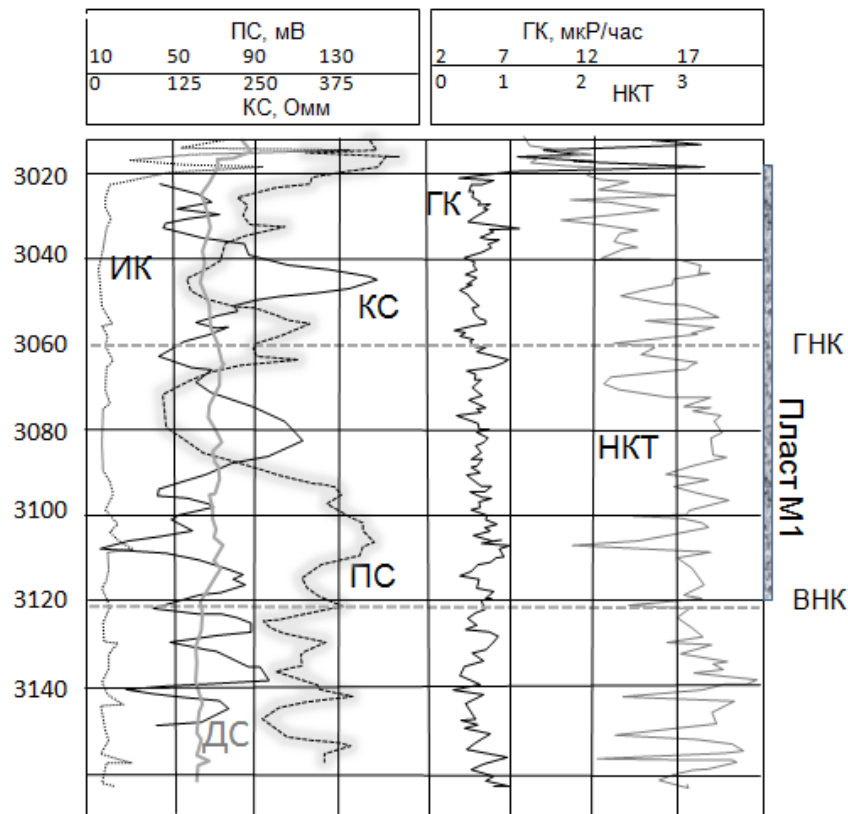


Рис. Геофизическая характеристика пласта М1 в разрезе по скв. 41 Арчинского месторождения

В заключении обратим внимание на следующее обстоятельство. Судя по геофизическим данным, в юрском разрезе имеются мощные с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами пласты коллекторы, а вышележащие глинистые породы баженовской и куломзинской свиты являются хорошими покрывками. В то же время на Арчинском месторождении практически все запасы углеводородов сосредоточены в доюрских отложениях – пласте М₁. Следовательно, баженовская свита, по крайней мере, на этом месторождении, не обладает нефтегенерирующим потенциалом. Причины этого необходимо устанавливать отдельно.

РЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ВЕРХНЕЙ МАНТИИ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ МАГНИТУД ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ

М.А. Губанова

Научный руководитель зав. лабораторией А.М. Петрищевский

**Институт комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН, г. Биробиджан,
Россия**

Сейсмические процессы, распространение которых контролируется пространственными параметрами жестких (т.е. более вязких) тектонических сред, способных накапливать и разряжать тектонические напряжения, содержат информацию о глубинном строении земной коры и верхней мантии. Эта информация используется преимущественно в двух аспектах: по сгущениям эпицентров землетрясений диагностируются глубинные разломы, приуроченные к границам литосферных, или коровых, сегментов [5], а по распределениям гипоцентров землетрясений в вертикальных разрезах трассируются зоны субдукции литосферных плит [1, 10]. Более широкие возможности изучения глубинного строения литосферы по сейсмологическим данным предоставляет 3D-анализ полей сейсмичности, результаты которого отражаются в данном сообщении. Предлагаемый метод отличается от известных приемов статистической обработки карт эпицентров землетрясений (например, карт плотности землетрясений [6] учетом глубины гипоцентров и магнитуд сейсмических событий).

С целью реологического районирования земной коры и верхней мантии были сформированы массивы (M, x, y, z), исходными данными для составления которых были ежегодные сейсмические каталоги Геофизической службы РАН [4] и сейсмический каталог КНР [10 с др]. По этим массивам с помощью стандартных средств перевода цифровой информации в графические образы были составлены комплекты карт-срезов распределений магнитуд землетрясений, анализ которых позволил выявить реологические особенности земной коры и верхней мантии Приамурья, Северо-Восточного Китая и Охотоморского региона. Выявленные реологические неоднородности связаны с геологическим строением исследованных регионов Дальнего Востока

России. Была обнаружена устойчивая связь областей и зон повышенных значений магнитуд землетрясений с жесткими блоками земной коры и верхней мантии, сложенными древними метаморфическими комплексами. Границы литосферных плит на картах-срезах осредненных магнитуд землетрясений сопровождаются границами резкого изменения значений магнитуд: в Приамурье регистрируется граница Амурской плиты с Алданским щитом, а в Охотоморском регионе – граница Охотоморской и Тихоокеанской литосферных плит. Локальные области повышенных магнитуд землетрясений совпадают с расположением Алданского щита и блоков кратонного типа (микроконтинентов): Цзямусы-Буреинского, Аргуно-Мамынского и Дягдагачинского [1]. Анализ комплекта карт-срезов, построенных для разных глубин, дает возможность определять глубину залегания кровли и вертикальную мощность метаморфических блоков.

Линейные зоны и локальные участки с низкими значениями магнитуд землетрясений совпадают соответственно с линейной сдвиго-раздвиговой зоной Танлу в Северо-Восточном Китае и Охотско-Анадырской структурой растяжения [8], а также центрами структур центрального типа плюмовой природы: Алдано-Зейской и Мая-Селемджинской. Последняя образовалась на пересечении двух линейных зон пониженной сейсмичности. Такие зоны и участки характеризуются низкими электрическими сопротивлениями подкорового слоя верхней мантии [7] и поднятиями астеносферы [9]. Периферические части плюмов выражены концентрическими распределениями повышенных значений магнитуд. В разрезах плюмов установлен асейсмичный слой, который имеет грибовидную форму, типичную для плюмов.

В разрезах 3D-моделей распределений магнитуд землетрясений Приамурья и Северо-Восточного Китая выявлены асейсмичные слои, приуроченные к границе раздела структурно-вещественных комплексов (гранитно-метаморфического и базальтового) на глубинах 14-20 км и к разделу “кора-мантия”. В асейсмичных слоях по данным МТЗ и ГСЗ регистрируется уменьшение скорости сейсмических волн и удельных электрических сопротивлений.

В распределениях магнитуд землетрясений Охотоморского региона проявлены локальные линейные зоны повышенной и высокой сейсмичности, маркирующие контакты жестких слоев и пластин в нижней коре и верхней мантии, на которых накапливаются и периодически разряжаются тектонические напряжения. Эти зоны протягиваются параллельно границе плит на различных расстояниях от нее. Совмещение этих зон в одной горизонтальной плоскости приводит к выводу, что в сейсмичности Охотоморского региона регистрируются как минимум 3 слоя повышенной вязкости, разделяемые слоями пониженной вязкости. Направления смещений линейных зон по мере увеличения глубины срезов М(x,y,z)-модели в земной коре и верхней мантии Охотоморского региона противоположны, что свидетельствует о послонном характере геодинамических процессов в переходной зоне “континент-океан”. На границе плит в пространственном взаимоотношении сейсмогенных слоев отражаются признаки расщепления литосферы в зонах коллизии плит.

Таким образом, 3D-анализ полей сейсмичности в Дальневосточном регионе доказывает его широкие возможности при глубинном реологическом районировании земной коры и верхней мантии.

В 3D-моделях полей сейсмичности отражаются тектоническая расслоенность земной коры и верхней мантии, глубинные границы и формы структурных взаимоотношений литосферных плит, структуры центрального типа (плюмы), рифтовые системы и древние метаморфические блоки, обрамляемые складчатыми и вулканическими комплексами.

Литература

1. Глубинное строение и металлогения Восточной Азии / отв. ред. А.Н. Диденко, Ю.Ф. Малышев, Б.Г. Саксин. – Владивосток: Дальнаука, 2010. – 332 с.
2. Горнов П.Ю. Тепловое поле области сопряжения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского складчатых поясов и смежных окраин Сибирской и Северо-Китайской платформ: Автореферат дисс. канд. физ-мат. наук. – Хабаровск: ИТГИГ ДВО РАН, 2010. – 24 с.
3. Губанова М.А., Петрищевский А.М. Связь сейсмичности с глубинным геологическим строением Приамурья и Маньчжурии // Региональные проблемы. – Биробиджан, 2011. – Т. 14. – №2. – С. 51-56.
4. Землетрясения России. Обнинск: Геофизическая служба РАН, каталоги 2004 – 2009 гг.
5. Имаев В.С., Имаева Л.П., Козьмин Б.М., Николаев В.В., Семенов Р.М. Буферные сейсмогенные структуры между Евразийской и Амурской литосферными плитами на юге Сибири // Тихоокеанская геология. – Хабаровск, 2003. – Т. 22. – № 6. – С. 55-61.
6. Имаев В.С., Имаева Л.П., Козьмин Б.М. Сейсмоструктура Олекмо-Становой сейсмической зоны (Южная Якутия) // Литосфера. – Екатеринбург, 2002. – № 2. – С. 21-40
7. Каплун В.Б. Геоэлектрическое строение Верхнеамурского района по данным магнитотеллурических зондирований // Тихоокеанская геология. – Хабаровск, 2006. – Т. 25. – № 1. – С. 33-53.
8. Петрищевский А.М., Злобин Т.К. Плотностная неоднородность тектоносферы Охотоморского региона // Ученые записки Сахалинского государственного университета: Сборник научных статей. – Южно-Сахалинск: Изд-во СахГУ, 2004. – Вып.4. – С. 10-20.
9. Петрищевский А.М., Ханчук А.И. Кайнозойский плюм в Верхнем Приамурье // Доклады РАН. – М., 2006. – Т. 406. – № 3. – С. 116-119.
10. Тараканов Р.З. Оценка максимальных возможных магнитуд землетрясений для Курило-Камчатского региона // Природные катастрофы и стихийные бедствия в Дальневосточном регионе: под ред. Иващенко А.И. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. – Т. 1. - С. 28-47.

**ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА
СОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А. Е. Ируцкая

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство месторождений углеводородов Катангской нефтегазоносной области Красноярского края локализовано в карбонатных комплексах. Продуктивные пласты Собинского нефтегазоконденсатного месторождения размещены в терригенной толще вендских отложений ванаварской свиты. В терригенных разрезах локализованы также месторождения углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которые характеризуются хорошей геологической и геофизической изученностью. Сравнение геофизических признаков локализации углеводородов Собинского месторождения и месторождений Западной Сибири является актуальной задачей.

В настоящей работе приводятся результаты формирования элементов физико-геологической модели Собинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе анализа имеющейся геологической и геофизической информации. Использованные материалы - геолого-геофизические разрезы по скважинам 44 и 46 Собинского месторождения, результаты стандартных методов геофизических исследований скважин (ГИС): гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), боковой электрический каротаж (БК), акустический каротаж (АК), а также гамма-спектрометрический каротаж.

При интерпретации геофизических материалов учитывалось то обстоятельство, что на показания разных методов литология разреза и характер насыщения влияют с разным знаком и с разной интенсивностью. При выяснении геологических причин изменения данных ГИС по разрезу использовался инструмент оценки корреляционных связей между геофизическими параметрами. Поскольку ни одна пара геофизических параметров не находится друг с другом в причинно-следственных связях, то обнаружение между ними корреляционных связей указывает на наличие в их изменении одной или нескольких общих причин (литология, нефтенасыщенность и др.).

Результаты исследования приведены на рисунках 1,2, в таблицах 1,2 и кратко сводятся к следующему.

По комплексу геофизических признаков ванаварская свита, вмещающая продуктивные пласты Собинского месторождения, резко отличается от подстилающих и перекрывающих карбонатных пород. Породы ванаварской свиты более радиоактивные, характеризуются более высоким водородосодержанием и значениями интервального времени, более низкой плотностью.

Продуктивная толща представлена пятью пластами песчаников, разделенных глинистыми перемычками. В разрезе продуктивной скважины 44 их насыщение закономерно изменяется в вертикальном разрезе (сверху вниз): ВН-I (газ), ВН-II (нефть), ВН-III (нефть), ВН-IV (нефть-вода), ВН-V (вода). И по характеру насыщения, и по закономерному изменению геофизических параметров, в первую очередь, показаний ГК и БК (рис. 1), Собинское месторождение представляет собой единую залежь с вертикальным размахом около 100 м, хотя по геофизическим данным гидродинамически связанными являются только пласты ВН-III, ВН-IV, ВН-V.

В вертикальном разрезе наиболее закономерно изменяются показания БК. Снизу вверх, от водонасыщенных пластов к нефтенасыщенным и, особенно, к газонасыщенным удельное электрическое сопротивление пластов и перекрывающих их глинистых образований увеличивается в 5-7 раз. Нефтенасыщенность не является единственной причиной изменения сопротивления, поскольку такая же закономерность проявляется и в исключительно водонасыщенном разрезе скв. 46. Просто в водоносном разрезе уровень показаний БК ниже примерно в два раза.

Отличительной особенностью разреза Собинского месторождения являются более высокие значения удельного электрического сопротивления (БК) глинистых образований по сравнению с пластами-песчаниками (рис. 1), в то время как для нефтеносных песчано-глинистых отложений Западной Сибири наблюдаются противоположные взаимоотношения. По соотношению геофизических параметров, в частности повышенным показаниям БК и ГК, глинистые образования Собинского месторождения схожи с битуминозными аргиллитами баженовской свиты Западной Сибири.

Корреляционный анализ показал, что наиболее закономерно ведет себя зависимость «ГК-БК». В верхней (газонасыщенной) части разреза сохраняется типичная для этих параметров обратная зависимость, а в нижней (нефтенасыщенной) части появляются более сильные (противоположного знака) связи. Это хорошо видно также и из прямого сопоставления кривых ГК и БК (рис. 1). По совокупности признаков верхняя часть разреза Собинского месторождения (выше пласта ВН-II) скорее всего карбонатизирована, а нижняя – битуминизирована. Поскольку ГК по существу единственный из использованных методов, который не реагирует на нефтегазонасыщение, то в согласованности кривых ГК и БК наиболее ярко видна согласованность процессов изменения пород (битуминизация, карбонатизация) и характера насыщения коллекторов.

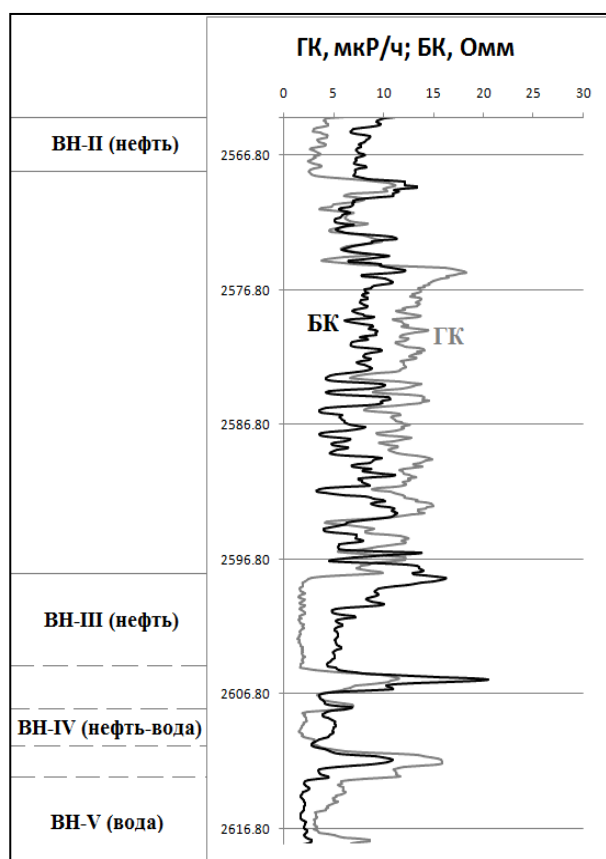


Рис. 1. Геофизическая характеристика водо-нефтяной части разреза (сква. 44)

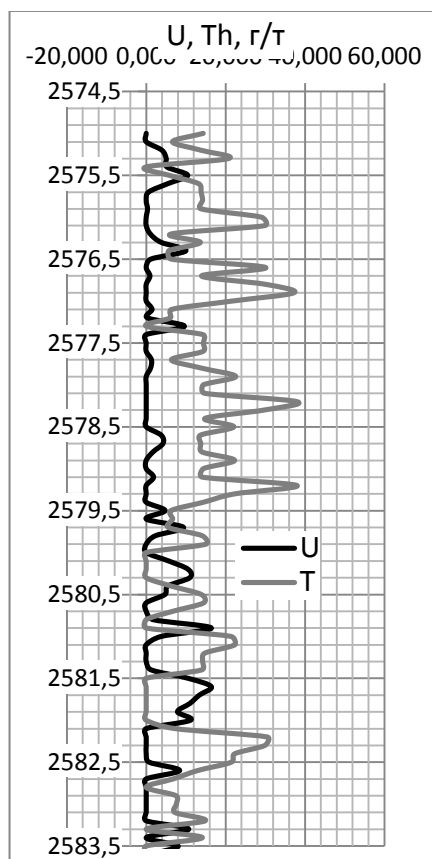


Рис. 2. Изменение содержаний тория и урана в глинистой покрывке пласта ВН-III

В таблицах 1 и 2 приведены результаты статистического анализа результатов гамма-спектрометрии глинистых образований средней части разреза месторождения, характеризующейся повышенной радиоактивностью и прямыми связями между ГК и БК (битуминизация). Это покрывки пластов ВН-II и ВН-III, нефтеносных в разрезе скв. 44.

Таблица 1

Средние содержания радиоактивных элементов в глинистых породах Собинского месторождения

Разрез	Водоносная скважина (46)			Продуктивная скважина (44)		
	К, %	U, г/т	Th, г/т	К, %	U, г/т	Th, г/т
Покрывка пласта ВН-II	3,81*	6,1	13,58	3,77	4,94	14,96
Покрывка пласта ВН-III	4,47	5,31	8,74	3,6	3,13	10,37

* Кларковые содержания в аргиллитах: К – 2,7%; U – 4,0 г/т; Th – 11,5 г/т

Судя по результатам гамма-спектрометрии разреза непродуктивной скважины (скв. 46), породы ванаварской свиты на Собинском месторождении обогащены, в сравнении с кларками, ураном и калием, характеризуются переменными содержаниями тория – более высокими в покрывке пласта ВН-II и пониженными – пласта ВН-III. Корреляционные связи между ЕРЭ слабые, но значимые. Типичные для аргиллитов положительные связи в разрезе Собинского месторождения наблюдается лишь для пары «К-Th», связи с ураном – только отрицательные. Перечисленные радиогеохимические изменения являются признаками битуминизации пород разреза. Поскольку они наблюдаются в водонасыщенной скважине, то, скорее всего, этот процесс можно рассматривать как потенциально благоприятный для локализации месторождения углеводородов.

Таблица 2

Корреляционные зависимости между содержаниями ЕРЭ в глинистых породах Собинского месторождения (в скобках – коэффициент достоверности линейной аппроксимации R^2)

Разрез	Покрывка:	К-U	К-Th	U-Th
Сква. 46	пласта ВН-II	$y = -1.141x + 10.45 (0,12)$	$y = 2.409x + 4.39 (0,26)$	$y = -0.618x + 17.35 (0,19)$
	пласта ВН-III	$y = -1.152x + 10.46 (0,24)$	$y = 1.037x + 4.095 (0,1)$	$y = -0.653x + 12.20 (0,21)$
Сква. 44	пласта ВН-II	$y = -1,347x + 10,01 (0,22)$	$y = 1,324x + 9,96 (0,06)$	$y = -0,992x + 13,47 (0,3)$
	пласта ВН-III	$y = -0,980x + 6,64 (0,13)$	$y = 1,384x + 5,40 (0,05)$	$y = -0,992x + 13,47 (0,21)$

Нефтенасыщенность разреза приводит к перераспределению радиоактивных элементов. Калий и особенно уран выносятся из ранее обогащенных этими элементами пород и более значительно – из нижних частей разреза, а торий – привносится. Отрицательные связи с ураном сохраняются по знаку и усиливаются в верхней части разреза, что для пары «U-Th» можно видеть также на рис. 2. Корреляция между калием и торием нарушается. Эти признаки, наряду с повышением удельного электрического сопротивления пород, можно считать признаками нефтеносности разреза.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАЗАХСТАНА

Ж. Ж. Карамергенов

Научный руководитель доцент С.А. Истекова

*Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, г. Алматы,
Казахстан*

Одной из основных задач неколичественной интерпретации материалов сейсморазведки является выделение тектонических нарушений (разломов). Важность знаний о наличии и положении разломов для разработки месторождений трудно переоценить - они могут являться тектоническими экранами и оказывать решающее влияние на потоки как извлекаемой нефти, так и закачиваемой воды. Влияют они и на распределение давления в залежи [1]. По материалам профильной сейсморазведки тектонические нарушения уверенно выделяются в отдельных точках, но прослеживание их крайне затруднительно и неоднозначно. Выделение разломов по данным сейсморазведки 3D - важная и реально выполнимая задача. Однако картировать возможно не все разломы, и степень достоверности всегда различна [2].

Решение этих задач было рассмотрено на примере месторождения Дунга, расположенного в Казахстане, недалеко от Каспийского моря и приуроченного к западной периклинали Беке-Башкудукского вала, относящегося к Мангышлакско-Устюртской системе дислокаций. По результатам поисково-разведочных работ на Дунгинской структуре установлены две нефтяные залежи в отложениях апта (А, Б): одна газовая (Ю-І А) и одна нефтегазовая (Ю-І Б), залежи в келловейских отложениях верхней юры [3].

В 1991-1992 гг. были проведены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ на площади Западный Беке-Башкудук. Для участка месторождения Дунга построена структурная карта по кровле пласта Баптского продуктивного горизонта. На карте отмечается серия малоамплитудных поперечных нарушений, наличие которых обосновывалось ранее по данным опробования на стадии поисково-разведочных работ. Существование этих нарушений по данным сейсморазведки в основном подтвердилось, хотя малые амплитуды обуславливают некоторую их условность. В 1997 г. была проведена переинтерпретация сейсмических профилей 2Д, расположенных в пределах площади Жоласкан-Дунга-Еспелисай. В результате были представлены структурные карты по кровле аптских пластов А и Б, которые хорошо совпадают между собой, но отличаются более сложным строением по сравнению с данными работ МОГТ, проведенных в 1991-92 гг. Принципиальное отличие заключается в большем количестве разрывных нарушений. Амплитуда этих нарушений не превышает 10 м, а по большинству - порядка 5 м. В 2006 году была выполнена еще одна переинтерпретация прежних сейсмических данных 2Д, отработанных непосредственно в пределах площади месторождения Дунга. В результате был подтвержден общий структурный план месторождений, выявлено поднятие Дунга, имеющее блоковое строение, уточнено местоположение ранее известных нарушений (F1, F2, F3), подтверждено наличие нарушения (F4) в центральной части поднятия. Нарушение (F4) подтверждается результатами опробованиями скважин 23, 16 и данными ГИС скважины 32Г. Сбросы имеют северо-восточное и северо-западное простирание и амплитуду смещения от 10 м до 15 м.

Геологическая модель месторождения требовала дальнейшего уточнения и для этих целей в конце 2006 - начале 2007 были проведены сейсмические работы 3Д. В результате обработки данных трехмерной сейсморазведки составлена высококачественная полнократная трехмерная сейсмограмма почти по всей территории Горного отвода месторождения Дунга, которая подтверждает размещение и общую форму структуры Дунга и значительно детализирует коллектор аптского горизонта. Интерпретация разломов велась по вариативно-когерентным данным. Разломы с существенным сбросом были обнаружены на территории с низкой кратностью наблюдений по трехмерной сейсморазведке. Вероятно, что данные разломы не были бы обнаружены без высокой пространственной разрешающей способности на трехмерной сейсморазведке. В предыдущих исследованиях предполагалось, что тектоническое нарушение, простирающееся в направлении с севера на юг к востоку от основного структурного замыкания, окажется непроводящим сбросом на востоке месторождения. Важно отметить, что свидетельств существования такого разлома обнаружено не было, ни по вариативным данным, ни по сейсмоданным.

Таким образом, построенная модель разломов может объяснить распределение углеводородов в аптском интервале на месторождении Дунга. В частности, предполагается, что на востоке от границы Горного отвода находится тектонически экранированная ловушка.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы – М.: «Геоинформмарк», 2004. – 286с.

2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001. – 68 с.
3. C.Golonka, J. 2007. GeoDynamic evolution of the South Caspian Basin. In Yilmaz, P.O. and Isaksen, G.H., editors, Oil and Gas of the Greater Caspian Area, AAPG Studies in Geology, – No. 55, – pp. 17-41.

ИСКЛЮЧЕНИЕ АНОМАЛИЙ ТЕХНОГЕННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ АЭРОМАГНИТОРАЗВЕДКИ

Т.А. Карсенов, М.О. Пайдин

Научный руководитель доцент С. А. Истекова

Казахский национальный технический университет им. К.И.Сатпаева, г. Алматы, Казахстан
Каспийский общественный университет, г. Алматы, Казахстан

Магнитные аномалии, получаемые в результате аэромагнитной съемки, преимущественно связаны с породами кристаллического фундамента, а аномальное поле, вызываемое структурами осадочного чехла, выделяется на их фоне. Используя итерационные процедуры программного обеспечения, можно определить распределение намагниченности в слое между двумя заданными контактными поверхностями при условии, что вектор намагниченности всюду направлен по современному полю. Глубина верхней контактной поверхности задается по независимым данным (сейсморазведка, бурение), либо определяется на основе анализа особых точек функции, описывающей аномальное поле. Нижняя контактная поверхность обычно принимается горизонтальной, а глубина ее оценивается методами особых точек, хотя и для ее задания возможно привлечение априорной информации. Поле подобранной таким образом трехмерной модели кристаллического фундамента вычитается из наблюдаемого, а полученные остаточные аномалии, стандартное отклонение которых обычно находится в пределах от нескольких нТл до 10-15 нТл, оказываются связанными преимущественно с влиянием осадочного чехла. Помимо них на карте четко прослеживаются линейные аномалии-помехи от техногенных источников: дорог, ЛЭП, трубопроводов и т.п. [2].

В качестве иллюстрации эффективности изложенного подхода приведем пример выделения магнитных аномалий. Участок исследований представляет собой техногенно нагруженную территорию, значительную по протяженности и по площади. На территории располагаются крупные города, месторождения, заводы, карьеры и другие крупные объекты, имеющие собственное магнитное поле, которое влияет на результаты аэромагнитной съемки в виде локальных аномалий на фоне наблюдаемого поля. Наблюдаемое поле ΔT в этом регионе в основном связано с породами палеозоя и характеризуется аномалиями амплитудой более 500 нТл [1]. Описанная ниже технология дала возможность достаточно устойчиво выделить на этом фоне слабые аномалии от источников горных пород в чехле и аномалий техногенного происхождения.

Обработка данных аэромагнитной съемки включала в себя: полевую и камеральную обработку, в процессе которой выявлялись и исключались аномалии техногенного происхождения. Обработка подразделялась на два этапа.

На первом этапе выполнялась полевая экспресс-обработка, поскольку значительная часть информации в этот момент недоступна для использования (данные удаленных МВС и др.). Полевая обработка данных осуществлялась после каждого вылета, на персональном компьютере полевого обрабатывающего комплекса и включала в себя:

- копирование съемочных данных с бортовых компьютеров, с вариационной станции полевого отряда и с базовых навигационных приемников;
- выполнение дифференциальной коррекции навигационных данных с помощью программы GrafNav;
- построение графиков магнитных вариаций:
Вся дальнейшая обработка выполнялась в программном пакете «GEOSOFT», а именно:
- ввод информации в базу данных;
- устранение помех, вызванных курсовой и креновой девиацией;
- редактирование: удаление единичных отскоков, нелинейная фильтрация (по мере необходимости), удаление участков записи с интенсивными помехами или срывами регистрации;
- коррекция или удаление участков записи, искаженных включениями связи или каких-либо механизмов самолета;
- ввод поправок за геомагнитные вариации;
- проверка качества материалов съемки;
- построение карт магнитного поля.

Камеральная обработка выполнялась по мере получения полевых материалов, записей МВС, базовых станций GPS и другой необходимой информации и, как правило, выполнялась параллельно с продолжающимися полевыми работами.

Выполнен расчёт дифференциальных решений для всех координат пунктов измерения магнитного поля всех трёх бортов с использованием данных базовых GPS станций, подгружаемых данных специализированных интернет-ресурсов. Одновременно выполнялась первичная обработка данных с использованием данных списания девиации, расчёта скриптов по более тщательной методике, с параллельной проверкой полевой обработки. Для редактирования записей были тщательно выбраны параметры нелинейного фильтра, составлены скрипты, реализующие оптимальную последовательность процедур фильтрации и ввода поправок.

Эта прореженная информация использовалась для уравнивания сети наблюдений по пересечениям, причём в уравнивании участвовали все пересекающиеся маршруты как каркасных, так и детализационных сетей. Во все наблюдения вводились поправки за «нормальное поле», в качестве такового принята модель земного магнитного поля IGRF 2010 года, на дату 10.08.2010. В результате получена качественная опорно-каркасная сеть наблюдений 10x10 км по всей территории, на которой проводилась съёмка. К её же уровню привязаны все участки детализации, снятые в масштабе 1:200 000 и 1:100 000.

Основным аргументом в пользу создания такой каркасной сети выдвигалось то, что существуют материалы ранее выполненных съёмок 80-х – 90-х годов масштаба 1:50 000, представляющие собой вполне кондиционные на современном уровне данные, но из-за технических трудностей и недостаточной сохранности дополнительной информации о них, состоящие из отдельных трудно стыкуемых участков. Созданная каркасная сеть позволит привести их к единому уровню, исправить недостаток внутренней увязки и, в конечном итоге, получить полноценную цифровую модель магнитного поля масштаба 1:50 000 на большой территории.

Далее проводилась процедура исключения аномалий техногенного происхождения.

Исключение аномалий техногенной природы включает в себя несколько пунктов: фильтрация данных высокочастотным фильтром; построение карты с использованием данных, полученных после проведения фильтрации; определение и исключение аномалий техногенного происхождения; интерполяция; проверка полученных результатов.

Чтобы отделить аномалии от нормального поля, была проведена высокочастотная фильтрация методом Баттерворта. Фильтр Баттерворта очень хорош для высокочастотной или низкочастотной фильтрации, поскольку легко контролировать его крутизну срезов, оставляя центральное волновое число неизменным. При появлении заметного «звона» крутизну можно снизить до приемлемой величины.

На участке исследования значения аномального магнитного поля (ΔT_a) варьирует от -706 до +1088,283 нТл. Эти значения необходимо было разделить на аномалии геологического и техногенного происхождения. Определение техногенных аномалий проводилось с использованием топографической основы, с обозначенными на ней схемами трубопроводов, заводов, городов, месторождений, а также при помощи журнала записи бортоператоров.

В результате анализа и сопоставления топографической основы, геологических карт и карт магнитного поля и выявлено, что аномалии техногенного происхождения отличаются от геологических аномалий резкими градиентами и малым периодом. Интенсивность техногенных аномалий ΔT_a варьирует от -468,74 нТл до +466,939 нТл

Вероятная глубина залегания верхней кромки намагниченного объекта (рис.) определялась по формуле:

$$h_i = a_i(0,43 + 0,15^{a_i/c_i}); \quad i=1; 2 \quad (1.1)$$

Средняя глубина

$$h = (h_1 + h_2)/2; \quad (1.2)$$

По данной аномалии: $a_1=107m, a_2=130m, c_1=40m, c_2=30m$

$$h_1 = 107(0,43 + 0,15^{107/40})=88.9m; \quad (1.3)$$

$$h_2 = 130(0,43 + 0,15^{130/30})=140m; \quad (1.4)$$

$$h = (88.9 + 140)/2 = 114.65m; \quad (1.5)$$

При высоте полета на данном участке в среднем 112-111 м, глубина залегания газопровода составила около 2-3 метров.

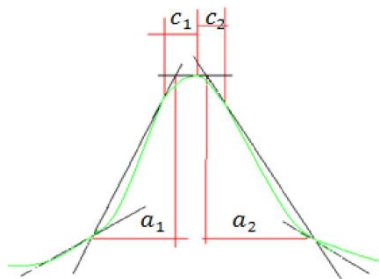


Рис. Пример вычисления глубины залегания аномалиеобразующего объекта

В результате проведенных исследований с применением программного обеспечения Geosoft Oasis montaj получены карты техногенных аномалий магнитного поля, которые позволили уточнить схему расположения трубопроводов, оценить глубину их залегания. Детальное изучения различных видов высокочастотных фильтров, позволило подобрать оптимальные параметры фильтрации. Кроме того экспериментальным способом подобраны методы интерполяции, менее всего искажающие нормальное значение магнитного поля.

Литература

1. Березкин В.М., Будагов А.Г., Филатов В.Г. и др. Аэромагниторазведка в геологоразведочном процессе на нефть и газ // Геология нефти и газа, 1993 — № 10. — С. 26-30.
2. Конторович Р.С., Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Зубов Е.И., Трусов А.А. Методологические основы интерпретации материалов современных аэрогеофизических съемок // Разведка и охрана недр. — № 5. — 2006. — С. 2-8.

**ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПОИСКОВ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ
ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ОСАДОЧНО-ТЕРРИГЕННЫХ ТОЛЩАХ ПРИ
ИНЖЕНЕРНО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЯХ**

И. Б. Ковалёв, Д. И. Тенгелиди

Научный руководитель доцент Е. В. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Томской области одним из основных негативных геологических процессов является оползнеобразование. В последнее время в г. Томске остро стоит проблема Лагерного сада, где из-за оползневой активности подвергается угрозе мемориальный комплекс, а также строения, расположенные на речной террасе. Несмотря на противооползневые мероприятия, (выполаживание склона до профиля равновесия, берегоукрепительные мероприятия) окончательно не удавалось избавиться от процессов оползнеобразования.

Для предотвращения негативных последствий с 1991 году на речной террасе от Лагерного сада идет строительство подземной дренажной горной выработки. В 2007 году возобновились работы в восточном крыле, где в районе стадиона «Буревестник» обнаружилась зона трещиноватости, затруднившая дальнейшие работы.

С целью прогнозирования зон повышенной проницаемости и изучения возможностей магниторазведки для выявления таких зон авторами была проведена детальная магнитная съёмка площадки магнитометром POS-1 в районе стадиона «Буревестник». Съёмка проводилась по 6 профилям длиной 200 метров, всего было отснято 224 точки, средняя квадратическая погрешность съёмки составила 4,1 нТл при объёме контроля 11 %. Основной задачей, поставленной при проведении работ, было выявление с поверхности зоны трещиноватости и определения её простирания.

Магниторазведка для инженерных целей обычно проводится на небольших по размеру площадях исследования, а также зачастую проводится вблизи техногенных сооружений. Перечисленные факторы осложняют интерпретацию, а также влияют на точность измерений. Поэтому перед обработкой полевых данных необходимо максимально исключить влияние техногенных объектов. Отбраковывались точки, в которых техногенное влияние было очевидно, а значение поля в этих точках заменялось путем интерполяции. Значения по профилям были сглажены осреднением скользящим окном размером 3 точки. План изодинам наблюдаемого магнитного поля приведен на рис. 1.

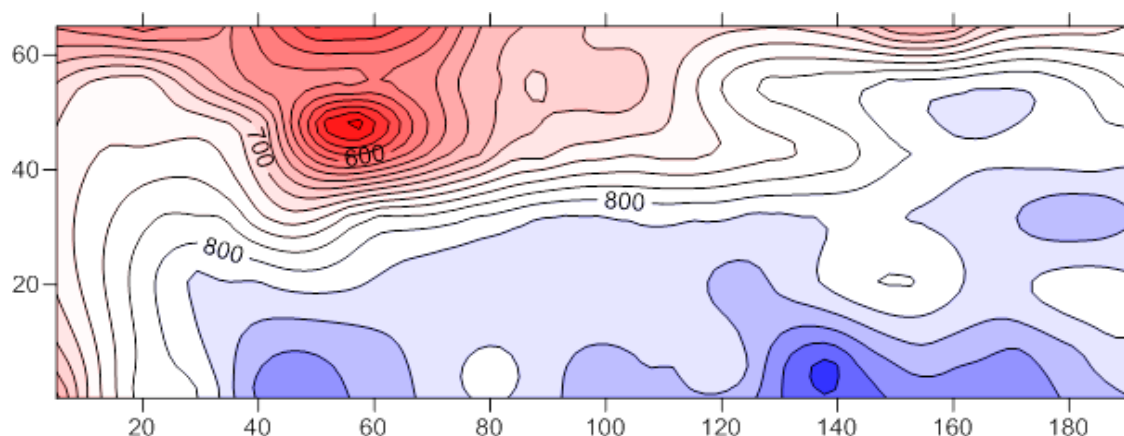


Рис. 1. План изодинам наблюдаемого магнитного поля ΔT (значения магнитной индукции в нТл)

Вторым этапом обработки является выделение региональной составляющей поля. Традиционно для этой цели применяется осреднение скользящим окном, однако в данном случае требуется большой размер окна, что приведет к существенной потере информации. Поэтому для выделения регионального фона применялась интерполяция при помощи полинома Лагранжа:

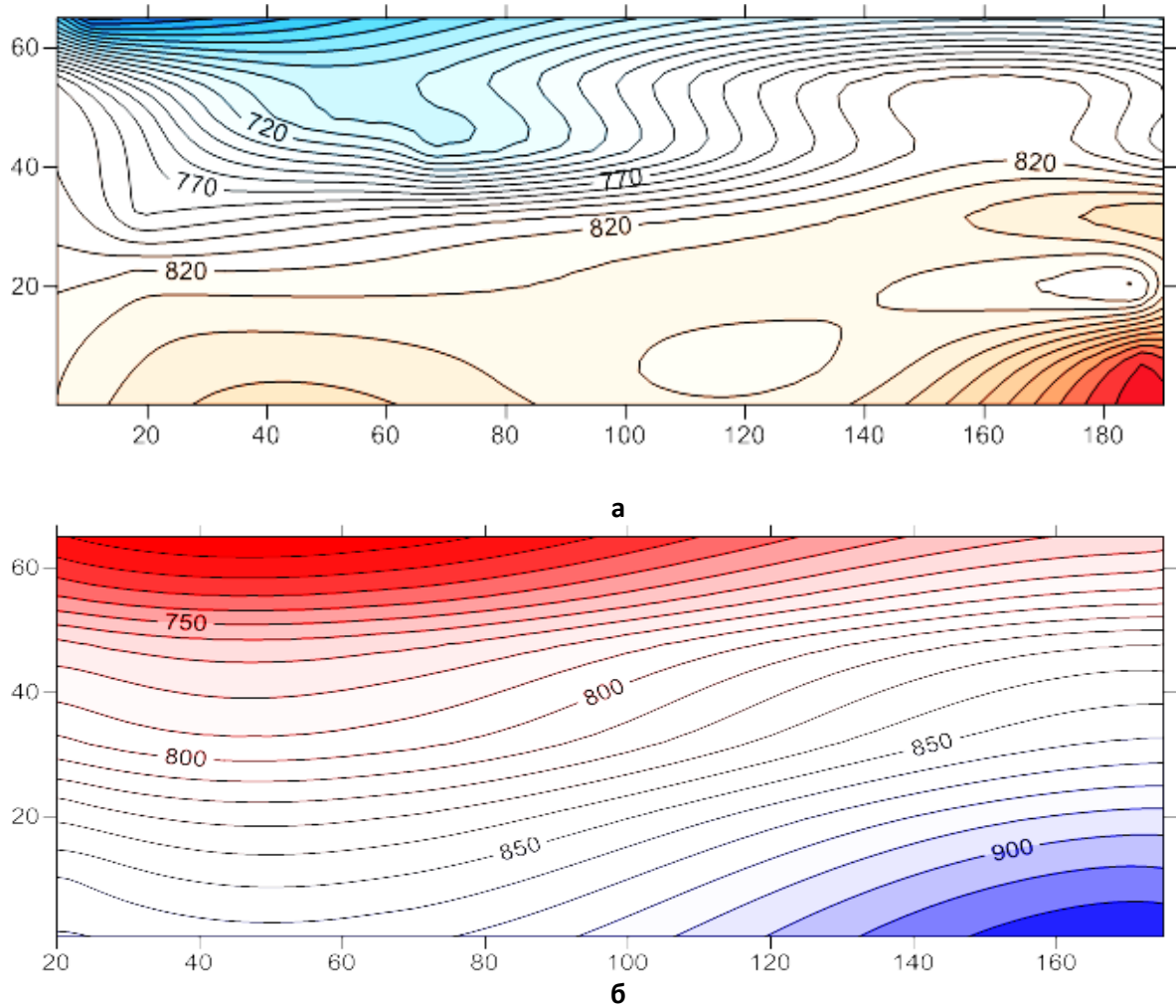


Рис. 2. Планы изодинам регионального магнитного поля по значениям полинома Лагранжа до (а) и после (б) увязки профилей.

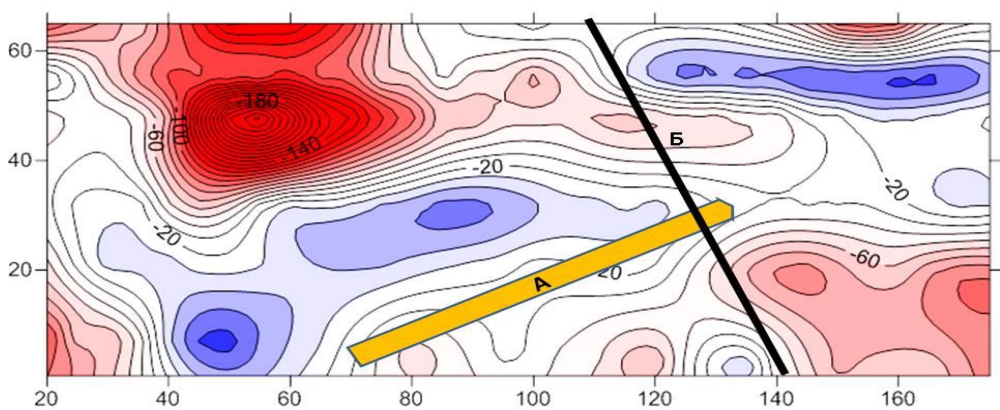


Рис. 3. План изодинам остаточного магнитного поля: А – проекция оси дренажной горной выработки на дневную поверхность, Б – положение зоны трещиноватости.

$$L(x) = \sum_{i=0}^n y_i l_i(x)$$

Где базисные полиномы определяются по формуле:

$$l_i(x) = \prod_{j=0, j \neq i}^n \frac{x - x_j}{x_i - x_j} = \frac{x - x_0}{x_i - x_0} \dots \frac{x - x_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} \frac{x - x_{i+1}}{x_i - x_{i+1}} \dots \frac{x - x_n}{x_i - x_n}$$

Полином Лагранжа восстанавливает функцию, опираясь на несколько (в данном случае 4) выбранных точек, находящихся в нормальном поле. Однако, поскольку полином рассчитывается по отдельным профилям, полученные графики не увязаны между собой и в карте такого «регионального» поля очевидны профильные локальные аномалии-затяжки (рис. 2а)

Для увязки профилей между собой вначале был рассчитан график средних значений полиномиальной функции по шести профилям. Затем рассчитывался график средних значений по профилям вкост их простираения. Путем аппроксимации графика средних значений линейной функцией определялись средние значения для каждого профиля.

На заключительном этапе обработки локальные аномалии вычислялись как остаточные после вычитания регионального фона из наблюдаемых значений. По сдвигу локальных магнитных аномалий была выделена зона тектонического нарушения, которая в рыхлых, несвязных грунтах проявляется как зона повышенной трещиноватости (рис. 3).

Таким образом, представленная методика расчета фона дает положительные результаты и в дальнейшем может быть использована для выделения локальных аномалий при небольших объемах измерений.

РАДИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ УГЛЕРОДИСТЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

А.Ю. Колмаков

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Углеродистые породы имеют особое значение в рудной и нефтяной геологии. Они контролируют локализацию месторождений золота, урана, меди и др. в рудных регионах, участвуют в формировании залежей углеводородов на нефтегазоносных территориях. Гигантские месторождения золота, например, самое крупное в России месторождение Сухой лог, размещены именно в углеродистых сланцах. Углеродистые породы заметно отличаются от других геологических образований петрофизическими характеристиками, как правило, аномально высокой радиоактивностью преимущественно урановой природы (низкие торий-урановые отношения), содержат в повышенных количествах ряд рудных элементов. Аномальная радиоактивность углеродистых пород обычно принимается за данность и не выясняется, в какой период жизни породы (формирования осадков, превращение их в горную породу, последующие метаморфические и рудно-метасоматические преобразования) она была приобретена (или потеряна). Иными словами, генетические проблемы в этом плане оказываются не решенными.

Целью исследования является выявление закономерностей изменения радиоактивности углеродистых пород в процессе литогенеза и начального метаморфизма.

В качестве объекта исследования выбрана баженовская свита Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По кровле баженовской свиты проводится граница юры и мела, она является региональным отражающим сейсмическим горизонтом, геофизическим репером в разрезах скважин. При относительно небольшой мощности, порядка 30 м, площадь распространения отложений баженовской свиты превышает 1 млн. кв. км. Породы баженовской свиты обогащены органическим веществом (керогена 10-15 %), содержат в надкларковых концентрациях Mo, U, Ni, V, As, Sb, Au, Ag и другие рудные элементы (Захаров, 2006).

Геофизическими методами исследования скважин (ГИС) породы баженовской свиты хорошо изучены. Десятки тысяч скважин на территории Западной Сибири вскрыли баженовскую свиту, и по этим скважинам проведен стандартный комплекс методов ГИС, который включает гамма-каротаж (ГК), измеряющий общую радиоактивность пород разреза. Гамма-спектрометрический каротаж (ГСК), разделяющий содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – урана, тория и калия, стал проводиться в отдельных скважинах только в последнее время. Результаты анализа данных ГСК по одной из скважин месторождения Сургутского свода приведены на рис. 1,2 и в табл. 1,2 и сводятся к следующему.

Из данных рис. 1 видно, что баженовская свита является основным аномальным объектом не только в отношении общей радиоактивности, этот факт давно известен, но и в отношении распределения радиоактивных элементов, оцененных по данным гамма-спектрометрии.

Общая радиоактивность пород баженовской свиты достигает 78,8 мкР/час, в то время как радиоактивность остальной части песчано-глинистого разреза, выше залегающей мегионской (куломзинской) свиты и ниже расположенной васюганской свиты, не превышает 17 мкР/час. При этом содержание урана в отложениях баженовской свиты резко повышено (до 86,6 г/т), содержание остальных ЕРЭ – понижено в сравнении с вмещающими породами (рис.1, табл. 1). Если сравнить с кларковыми содержаниями для аргиллитов (U – 4 г/т, Th – 11,5 г/т, K – 2,5 %), то содержание всех ЕРЭ во вмещающих свитах находится на уровне кларков, в то время как в аргиллитах баженовской свиты калия и тория в два раза меньше, а урана – в 10 раз больше.

Для выяснения причин изменения радиогеохимических параметров был проведен корреляционный анализ данных методов ГИС. Установлено, что наиболее тесные корреляционные зависимости (коэффициент

достоверности аппроксимации $R^2 > 0.7$) наблюдаются между содержанием урана, с одной стороны, и общей радиоактивностью и плотностью горных пород, с другой, и то только в границах баженовской свиты (рис. 2, табл. 2). И высокое значение коэффициента R^2 , и очень маленькое значение свободного члена уравнения связи « $J - U$ » показывают, что аномальная радиоактивность пород баженовской свиты обусловлена исключительно ураном. Тесная отрицательная связь между плотностью горной породы и содержанием урана не может быть причинно-следственной по существу и отражает зависимость обоих коррелируемых параметров от содержания в породе керогена (углерода).

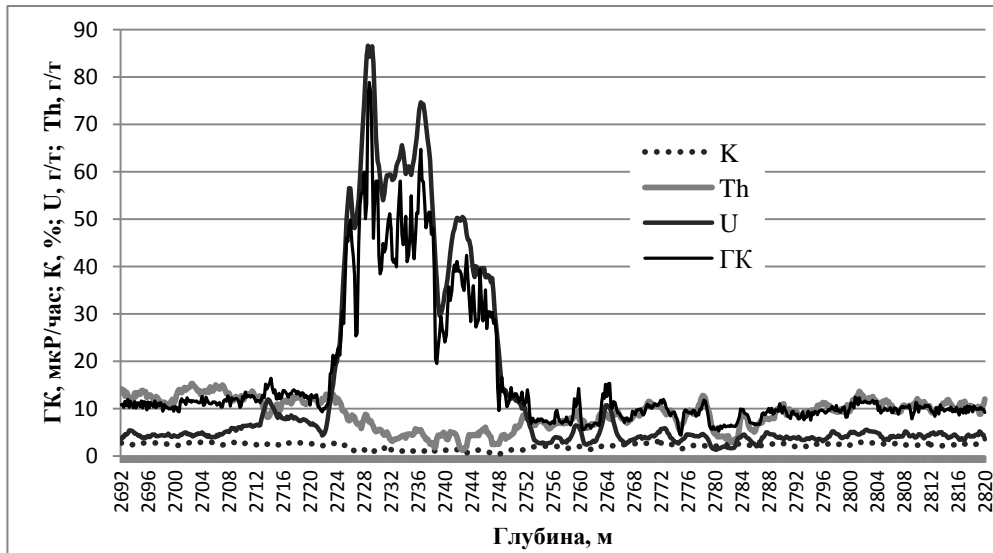


Рис. 1. Графики изменения общей радиоактивности (ГК) и содержаний урана, тория и калия в горных породах разреза газонефтяного месторождения Сургутского свода (баженовская свита на интервале 27226-2751 м)

Таблица 1
Средние значения и интервалы изменения радиогеохимических и петрофизических параметров пород исследованной части разреза

Стратиграфическая единица (свита)	Содержания радиоактивных элементов			Петрофизические параметры	
	U, г/т	Th, г/т	K, %	J _у , мкР/час	σ, г/см ³
Куломзинская	5,8 (3,5-12,0)	12,5 (8,2-15,3)	2,6 (2,2-3,0)	11,7 (9,3-16,4)	2,51 (2,33-2,63)
Баженовская	46,1 (7,8-86,6)	5,4 (1,2-13,4)	1,25 (0,4-2,7)	36,7 (9,6-78,8)	2,18 (1,84-2,59)
Васюганская	4,2 (1,3-10,9)	9,5 (2,9-13,7)	2,2 (1,0-3,1)	9,3 (4,4-15,4)	2,45 (1,62–2,69)

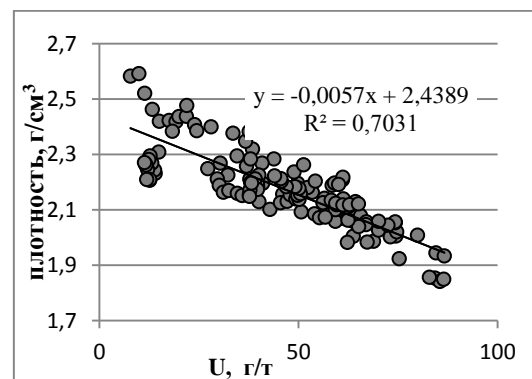
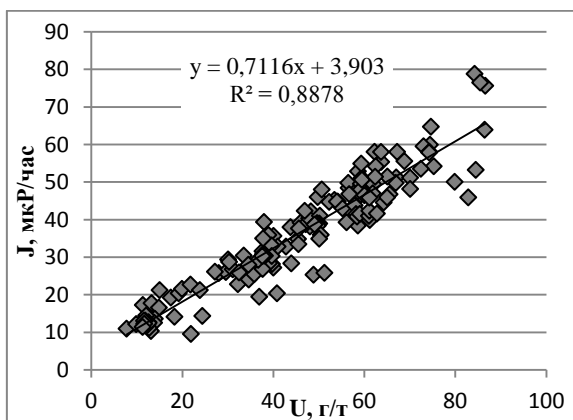


Рис. 2. Корреляционные связи содержаний урана с общей радиоактивностью и плотностью углеродистых пород баженовской свиты

Таблица 2

Корреляционные зависимости между содержаниями ЕРЭ и общей радиоактивностью горных пород (в скобках – коэффициент достоверности линейной аппроксимации R^2)

Свита\ЕРЭ	Уран	Торий	Калий
Куломзинская	$J\gamma = 0,675 U + 7,72$ (0,50)	$J\gamma = -0,365 Th + 16,28$ (0,16)	$J\gamma = 1,285 K + 8,33$ (0,04)
Баженовская	$J\gamma = 0,716 U + 3,90$ (0,89)	$J\gamma = -0,783 Th + 40,79$ (0,019)	$J\gamma = -7,611 K + 46,11$ (0,06)
Васюганская	$J\gamma = 0,937 U + 5,36$ (0,45)	$J\gamma = 0,579 Th + 3,99$ (0,46)	$J\gamma = 1,742 K + 5,15$ (0,12)

Из данных таблицы также видно, что уран является самым «коррелируемым» ЕРЭ разреза, а размещенная под баженовской васюганская свита, вмещающая на значительной части юга Западной Сибири верхнеюрский нефтегазовый комплекс, также самой «коррелируемой» свитой.

По результатам исследования можно сделать следующие заключения.

Во-первых, выявленные радиогеохимические закономерности могли быть получены только при массовых измерениях, то есть по результатам гамма-спектрометрических исследований скважин.

Во-вторых, подтверждена урановая природа радиоактивности пород баженовской свиты. Но выявленные закономерности указывают на ураноносность как исключительную причину аномальной радиоактивности пород баженовской свиты. Практически, радиоактивность баженовской свиты > 30 мкР/час можно рассматривать как геохимическую аномалию урана.

В-третьих, петрофизический параметр – плотность породы, оцениваемый в комплексе ГИС с помощью метода гамма-гамма-каротажа, можно считать характерным признаком баженовской свиты, наряду с удельным электрическим сопротивлением и радиоактивностью.

В ходе исследований появилось много вопросов. Если высокие содержания урана в породах баженовской свиты можно объяснить его осаждением на восстановительном барьере, то как объяснить аномально низкие содержания в этих породах тория и калия? Почему огромная территория, которую занимает баженовская свита, оказалась избирательно обогащена ураном в масштабах, в сотни тысяч превышающих запасы гигантских месторождений урана и соизмеримых с запасами этого элемента в земной коре?

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.С. Кондратьев

Научные руководители профессор Л.Я.Ерофеев, доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское нефтяное месторождения является благоприятным объектом для геофизических исследований скважин (ГИС). Это гигантское по запасам месторождение, многопластовое, с большим стратиграфическим диапазоном нефтеносности. Эти обстоятельства позволяют изучать и сравнивать геофизические характеристики пластов, локализованных в разных частях разреза и в различной степени нефтенасыщенных, а также геофизические параметры вмещающих эти пласты отложений.

Таблица

Петрофизические параметры сравниваемых пластов

Пласт	Эффективная толщина $H_{эфф}$, м	Коэффициенты			$P = H_{эфф} * Kп * Kнз * Kпр$
		пористости, $Kп$	нефтенасыщенности, $Kнз$	проницаемости, $Kпр$, мД	
АС10-1	6,4	0,162	0,62	2,28	1,465
АС10-3	14,6	0,183	0,68	6,65	12,082

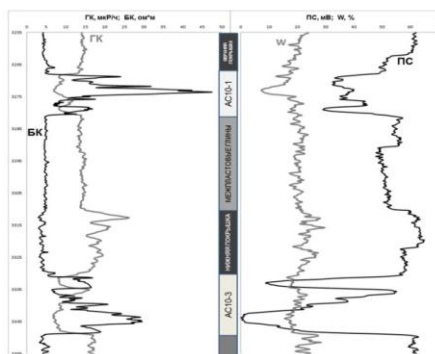


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез нижнемелового горизонта АС10 по одной из скважин Приобского месторождения.

В настоящей работе излагаются результаты анализа показаний ГИС по разрезу одной из скважин Приобского месторождения. Исследованы геофизические параметры разреза: естественная радиоактивность (ГК), удельное электрическое сопротивление (УЭС) по данным бокового каротажа (БК), потенциал самопроизвольной электрической поляризации (ПС) и водородосодержание, оцененное по данным нейтронного каротажа. Сравнимые пласты принадлежат горизонту АС10 (рис. 1). Средние значения параметров пластов АС10-1 и АС10-3 приведены в таблице.

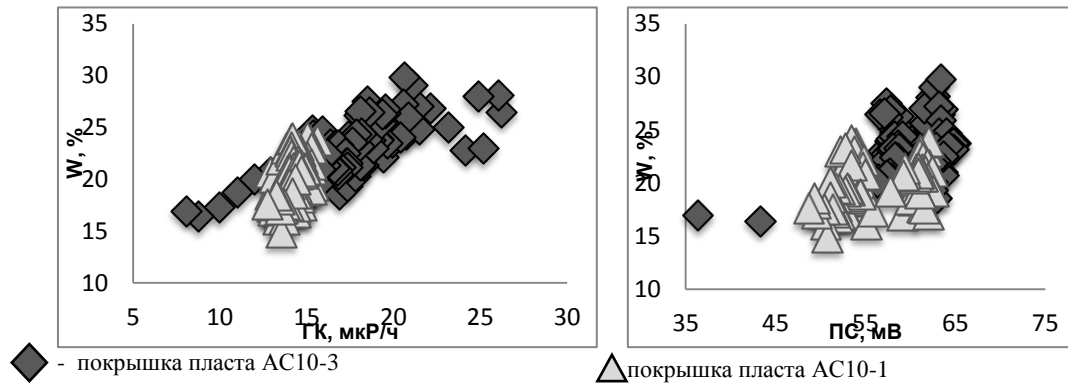


Рис. 2. Результаты корреляционного анализа петрофизических параметров (показаний методов ГИС) покрывок пластов разной продуктивности.

Из данных таблицы видно, что в исследуемом разрезе пласт АС10-3 превосходит вышележащий пласт АС10-1 по всем приведенным эксплуатационным характеристикам, а по их производству (условная продуктивность) - практически на порядок.

Отображение сравниваемых пластов горизонта АС10 в показаниях методов ГИС обычное. На фоне вмещающих глинистых пород они выделяются понижениями показаний методов ПС и ГК, и повышениями – БК и НКТ, расхождениями зондов ВИКИЗ. Но амплитуды этих изменений и соотношения между показаниями отдельных методов различаются. Пласт АС10-1 отличается аномально низкой радиоактивностью и более высокими значениями НКТ, чем это следовало бы из величины аномалии ПС. По совокупности геофизических признаков пласт АС10-1 – карбонатизирован, чего не скажешь о сравниваемом более продуктивном пласте.

Сравнение геофизических характеристик покрывок над пластами горизонта АС10 показывает (рис.1-3), что более продуктивный пласт перекрыт породами с более высокими радиоактивностью, потенциалами ПС и водородосодержанием и более низкими электрическими сопротивлениями. По совокупности геофизических признаков покрывка более продуктивного пласта АС10-3 более глинистая и обладает хорошими изоляционными свойствами.

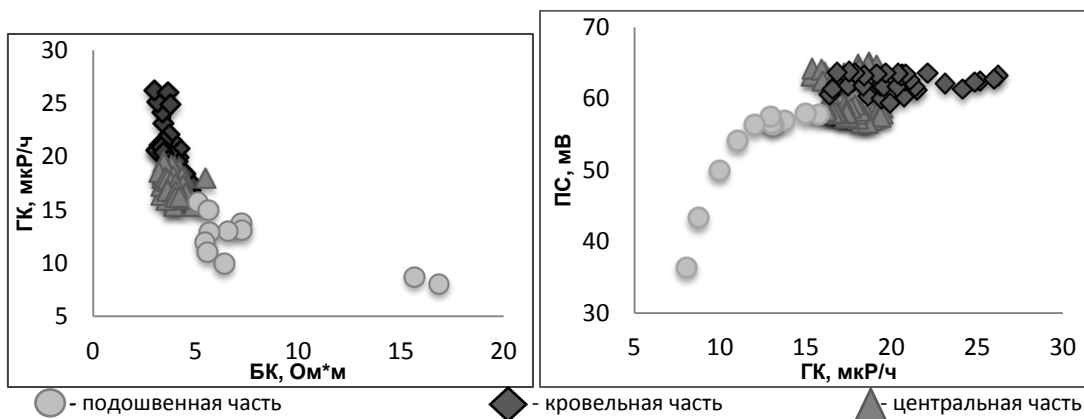


Рис. 3. Результаты корреляционного анализа геофизических параметров (показаний методов ГИС) покрывки пласта АС10-3.

Судя по геофизическим параметрам, покрывка продуктивного пласта неоднородна (рис.3). Ее нижняя часть отличается геофизическими признаками карбонатизации, а кровельная характеризуется более высокой радиоактивностью и пониженным сопротивлением при неизменяющихся показаниях потенциалов ПС. Аналогично изменяются геофизические параметры в вертикальном разрезе суперпокрывки Западной Сибири – битуминозных аргиллитов баженновской свиты, перекрывающей продуктивный верхнеюрский нефтегазовый комплекс. Следует отметить, что в исследованном разрезе скважины Приобского нефтяного месторождения эти

процессы выявлены только в покрывке наиболее продуктивного пласта (АС10-3) и не наблюдаются в других случаях.

ХОЛБОЛОК-УРАГИНСКОЕ ПРОЯВЛЕНИЕ АПАТИТА КАК ПРЕДСТАВИТЕЛЬ НОВОГО ГЕОЛОГО - ПРОМЫШЛЕННОГО ТИПА

А. Г. Корчагин

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Е. В. Беляев
*Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных
ископаемых, г. Казань, Россия*

Зеленокаменные пояса – позднеархейские тектонические структуры, широко распространенные в пределах кристаллических щитов древних платформ. Пояса залегают среди гранито-гнейсовых куполов раннеархейского возраста и, как правило, имеют с последними тектонические контакты [1]. Гранит-зеленокаменные области (на примере Чаро-Олекминской области, о которой речь пойдет ниже), видимо, представляют собой архейские кратоны или их фрагменты, разделенные подвижными поясами (Алданский гранулитовый массив, Джугджуро-Становая зона и пр.) [2].

Зеленокаменные пояса представляют собой линейные структуры протяженностью в первые сотни километров и шириной в первые километры. Как правило, они имеют сложное двухъярусное строение: нижний структурный этаж сложен метавулканитами (в основании – комагмитами, выше – метадиабазами, амфиболитовыми порфиритами и их туфами), верхний – метаморфизованными терригенными (с подчинением карбонатных) отложениями, включающими прослои джеспилитов. В химическом составе вулканитов выявлен бимодальный тренд: один максимум соответствует породам кислого состава, другой – основным и ультраосновным породам, что свидетельствует о рифтогенной природе образования поясов [2].

Степень метаморфизма в поясах повышается от срединных частей структур (фация зеленых сланцев) к их окраинным частям (амфиболитовая, реже – гранулитовая фации) [1].

Чаро-Олекминская гранит-зеленокаменная область включает в себя позднеархейские троговые и раннеархейские гранито-гнейсовые комплексы западной части Алданского щита. Зеленокаменный комплекс объединяет в себя ряд структур субмеридионального простираения (Олондинская, Саймаганская, Темулякитская и др.), образующих сложную разветвленную систему [2].

Холболок-Урагинское проявление апатита приурочено к метавулканогенно-осадочным толщам восточной части Саймаганского прогиба Чаро-Олекминской области. Зеленокаменные толщи представлены терригенными, карбонатными, кремнистыми и вулканогенными породами формации высокоуглеродистых двуслюдяных и высокоглиноземистых сланцев и кварцитов, претерпевшими метаморфизм зеленосланцевой и амфиболитовой фаций. Апатитоносные породы объединены в продуктивную пачку мощностью 400-700 м, местами достигающую 1000 м, сложенную силлиманит-биотит-кварцевыми и слюдисто-графит-кварц-полевошпатовыми сланцами, кварцитами, скарнированными известняками, магнезиальными скарнами и др.

По результатам поисковых работ и лабораторных исследований Холболокской партии за 1986-1991 г. в пределах проявления выделено три типа апатитосодержащих пород: кварциты, мраморизованные известняки и кальцит-диопсид-кварцевые скарноиды. Апатитовые кварциты представляют собой микро- и мелкозернистые массивные породы, состоящие из апатита (до 80%) и кварца (до 30%) с незначительными примесями пироксена и амфибола. Апатитоносные мраморизованные известняки – мелкозернистые неравнозернистые массивные породы. Апатит-кальцит-диопсид-кварцевые скарноиды – линзовидно-полосчатые породы с чередованием кальцитовых и диопсидовых слоев.

По минералого-петрографическим признакам выделено два типа руд: кварц-apatитовый с содержанием P_2O_5 от 8,61% до 20,50% при среднем содержании 12,8% и апатит-карбонатный с содержанием P_2O_5 от 1,19% до 8,16% при среднем значении 4,6%. В лаборатории ФГУП «ЦНИИГеолнеруд» получены содержания P_2O_5 до 24,55%.

Наши исследования показали, что апатит слагает однородные тонко- и мелкозернистые массы (до 80-90% объема породы), выполняющие сложные разветвленные системы жил толщиной от долей мм до первых мм. Апатитовым прожилкам характерна зональность, выраженная в различных размерах слагающих их зерен. Внешние зоны на контакте со скоплениями измененного пироксена или карбонатов сложены зернами апатита размерами 0,05-0,08 мм, внутренние части жил – тонкозернистым апатитом. Зерна апатита в агрегате крупных зерен измененного пироксена достигают размеров 0,15 мм. Подобная закономерность наблюдается и с включениями титаномагнетита в агрегатах пироксена: размеры рудных включений сопоставимы с размерами зерен пироксена (0,3-1 мм). В тонко- и мелкозернистой апатитовой массе размеры этих включений сопоставимы с размерами зерен апатита.

Апатит в породе представлен изометричными или слабо удлиненными зернами, реже короткопризматическими кристаллами, размерами от едва различимых в шлифе до 0,08 мм, редко достигая 0,10-0,15 мм. Отношение длины зерен к их ширине достигает значений 3:1-4:1. Огранка зерен апатита обычно несовершенная, часто вовсе отсутствует. Наиболее ограненные зерна имеют 3-4 четкие грани, остальные их границы либо скругленные, либо имеют сложную форму. Большинство зерен имеют изометричную или близкую к изометричной (иногда сложную) форму и округлые очертания (рис.).

В целом апатитоносные породы рассланцованы, что выражено во взаимно параллельной ориентировке апатитовых прожилков. Выделяются две группы минеральных агрегатов: среднезернистая титаномагнетит-apatит-пироксеновая и тонко-мелкозернистая титаномагнетит-apatитовая.

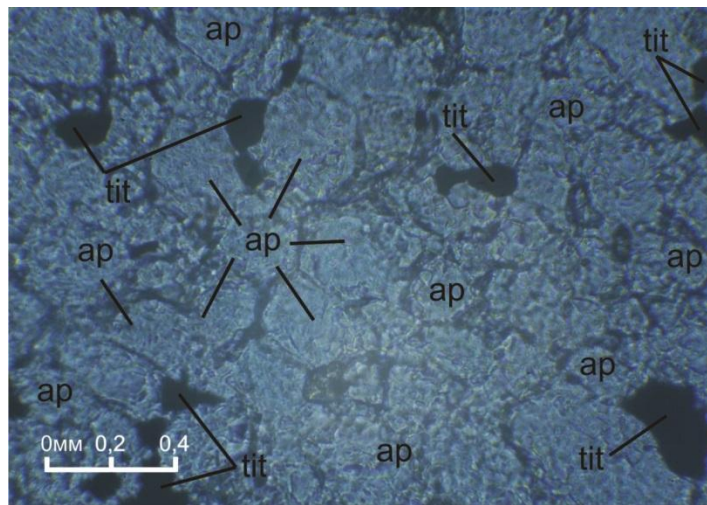


Рис. Морфология зерен апатита (фотография шлифа, без анализатора)

Апробированные прогнозные ресурсы Холболок-Урагинского проявления по категории P_2 составляют 53 млн т. P_2O_5 и представлены богатыми (P_2O_5 более 15%) и средними (8-15%) удовлетворительно обогатимыми рудами: содержание P_2O_5 в концентрате составляет 35% при извлечении 80% (исследования выполнены в АТСИЦ ФГУП «ЦНИИГеолнеруд»).

Таким образом, Холболок-Урагинское проявление представляет собой крупный промышленно-перспективный объект, несущий средние и богатые по содержанию P_2O_5 удовлетворительно обогатимые апатит-карбонатные и кварц-apatитовые руды. Приуроченность проявления к зеленокаменным комплексам (ранее не считавшимися апатитоносными) и своеобразии его вещественного состава позволяют предположить о принадлежности его к новому генетическому и минеральному типам апатитоносных объектов. Изложенные материалы свидетельствуют о необходимости дальнейшего проведения на Холболок-Урагинском проявлении научно-исследовательских, тематических и геологоразведочных работ.

Литература

1. Беляев Е.В. К вопросу об апатитоносности зеленокаменных поясов России // Геология и геофизика. –2010. – Т. 51. – № 8. – С. 1101-1107.
2. Кузнецов В. А. Докембрийские троговые структуры Байкало-Амурского региона и их металлогения. – Новосибирск: Наука, 1985. – 199 с.

АЛГОРИТМЫ ПОСТРОЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ПРИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ

А. Н. Крылевская

Научный руководитель профессор С. М. Крылатков

Уральский государственный горный университет, г.Екатеринбург, Россия

В качестве теоретической основы алгоритма построения сейсмических изображений верхней части разреза по записям сейсмических волн, получаемых при инженерно-сейсмических изысканиях, положена идея о дифракционной природе всех наблюдаемых на сейсмограмме волн. Однако различные типы волн требуют различного подхода в определении так называемой эффективной скорости в среде, необходимой для правильного отнесения сейсмических событий в формируемом сейсмическом изображении.

Суть дифракционного подхода поясняется на рис.1. Представим однородную сейсмическую модель среды с отдельным дифрактором в точке с координатами (x_D, z_D) . Предположим, что положение источника упругих волн описывается координатами $(x_S, 0)$, а положение приемника – координатами $(x_R, 0)$ и в однородной среде скорость сейсмических волн одинакова и равна V [1]. Тогда изображение дифрактора D в глубинном разрезе можно получить, превращая события, наблюдаемое в точке R на времени t_{SDR} , в событие наблюдаемое в среде в точке (x_D, z_D) . Это означает, что нужно перенести амплитуду записи на сейсмограмме, соответствующей положению ПВ в точке S и на трассе этой сейсмограммы, записанной в точке R на времени в точку глубинного разреза с координатами $D(x_D, z_D)$.

$$t_{SDR} = \frac{\sqrt{(x_D - x_S)^2 + z_D^2} + \sqrt{(x_R - x_D)^2 + z_D^2}}{V}$$

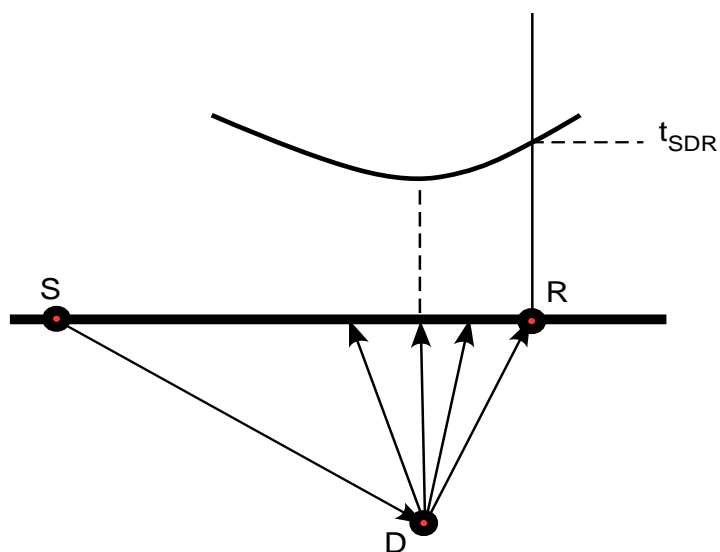


Рис.1. Схема, иллюстрирующая соотношение точек изображения, возбуждения и регистрации при трансформации отраженных, дифрагированных и рассеянных волн

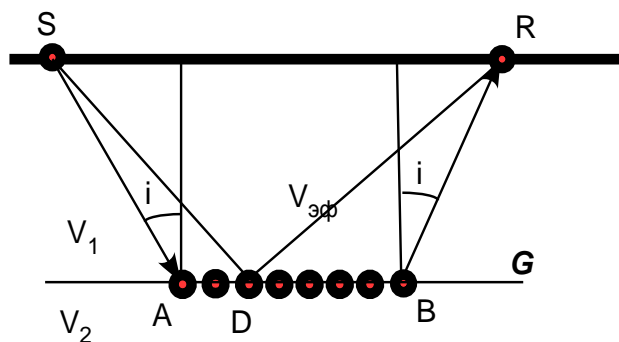


Рис.2. Схема, иллюстрирующая соотношение точек изображения, возбуждения и регистрации при трансформации головных волн

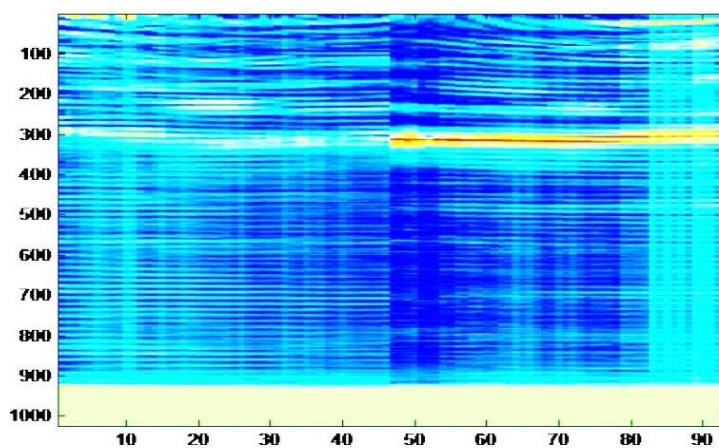


Рис. 3. Вид результата трансформации в форме представления распределения амплитуд сейсмических волн в плоскости XOZ

Если мы изображаем среду в форме временного разреза, нам следует то же самое событие (амплитуду) перенести в точку $D_{i0}(x_D, t_{0D})$ временного разреза, где

$$t_{0D} = 2 \cdot \frac{z_D}{V}$$

Согласно этому алгоритму трансформации изображаются в основном отражающие границы или объекты, создающие дифрагированные или рассеянные волны. Для изображения преломляющей границы следует поступать несколько иначе. Предположим, что весьма ориентировочно известны значения скоростей выше (V_1) и ниже (V_2) некоторой преломляющей границы G. Следует перенести событие, наблюдаемое в точке приема R, на времени, равном t_{SABR} , во все точки, лежащие в интервале (x_A - x_B , z_G), но так, чтобы для глубины пересчета z_G $x_A = x_S + z_G \cdot tgi$ и $x_B = x_R - z_G \cdot tgi$ и время

$$t_{SABR} = \frac{2 \cdot z_G}{V \cdot \cos i} + \frac{x_B - x_A}{V_2}.$$

Второй возможный алгоритм построения изображения преломляющей границы, заключается в том, чтобы перенести событие со времени на сейсмограмме на трассе в точке R в точки границы, считая, что произошло рассеяние энергии от одного из дифракторов в средней части интервала АВ границы, например в т. D (рис.2) по траектории SDR, и время распространения волны по этой траектории считать равным

$$\frac{SD + DR}{V_{эф}}$$

где $V_{эф}$ рассчитывается как функция V_1, V_2 и координаты x_D . Изучение характера этой зависимости показывает малое влияние значения V_2 на результаты трансформации сейсмограммы в разрез.

Другие типы волн, обменные и поверхностные, могут либо не учитываться, либо при трансформации разрушаться, приводя к некоторой зашумленности итоговых сейсмических изображений.

Путём трансформация сейсмограммы МПВ были получены изображения среды (рис. 3). Средняя скорость в разрезе принята равной 500 м/с., шаг расчёта по профилю 0,5 метра.

Литература

1. Гурвич И.И., Номоконов В.П. Сейсморазведка. Справочник геофизика. – М.:Недра,1981. – 464 с.

СНИЖЕНИЕ РАЗМЕРА БИНА ПРИ ПОСТРОЕНИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИЗОБРАЖЕНИЙ В ХОДЕ ПОЛЕВЫХ РАБОТ И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

И.А. Курашов

Научный руководитель профессор В.И. Бондарев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Задача повышения разрешающей способности сейсмических данных остается актуальной задачей на протяжении всего времени развития сейсмической разведки. В настоящее время основное направление развития отрасли - совершенствование существующей технологии МОГТ-3D в сторону улучшения характеристик, определяющих разрешающую способность, кратность и производительность [2]. О возможности такого развития говорит сравнение параметров технологии МОГТ-3D в первые годы ее применения с современными параметрами. Увеличилось среднее количество каналов в сейсмической партии: от 500 - 1000 до 5000 (в 5-10 раз), произошло снижение веса наземной электроники на канал: от 3-5 кг до 350 г (более чем в 10 раз) и снижение энергопотребления на канал: от 330 до 120 мВт (примерно в 3 раза). Более чем на два порядка выросла скорость передачи данных по поперечному (межлинейному) кабелю: от 8 до 1000 Мб/с. Значительно возросла кратность наблюдений (в 4-5 раз), увеличилось число линий приема в расстановке (в 3-4 раза), количество получаемой информации на единицу площади (в 2-3 раза). Уменьшились расстояние между приемными линиями (в 2 раза) и размер бина (в 2-4 раза). Значительно увеличивается производительность полевых работ за счет применения новых технологий вибрационного возбуждения сейсмических волн. В обоснованности таких изменений убеждает сравнение временных разрезов, полученных в 1995 году и в результате работ, выполненных в 2004 году (рис. 1) по одному и тому же участку площади [3]. Однако существуют и сложности, связанные с большими объемами информации и с массовой реализацией такой технологии сейсморазведочных работ МОГТ-3D. Отставание первичной обработки по времени приводит к отставанию контроля качества полевых работ и растягивает сроки выполнения производственных разведочных работ. На протяжении длительного периода необходимо обеспечивать постоянную и высокую производительность, что требует исключительно высокую форму организации полевых работ и может быть реализовано только на открытой и пустынной местности в благоприятных климатических условиях. Очевидно, что серийные производственные работы такого типа в условиях российского Севера практически невозможны. Не приходится сомневаться, что направление совершенствования технологии сейсморазведочных работ МОГТ-3D, связанное с получением итоговых материалов высокого качества за счет использования резкого сгущения сетей приема и возбуждения колебаний, является в ближайшие годы и перспективным и оправданным с точки зрения достигаемой геологической эффективности. Вместе с тем становится понятным, что временные и финансовые затраты на получение таких результатов весьма высоки, и массовое применение такой технологии, как правило, затруднено.

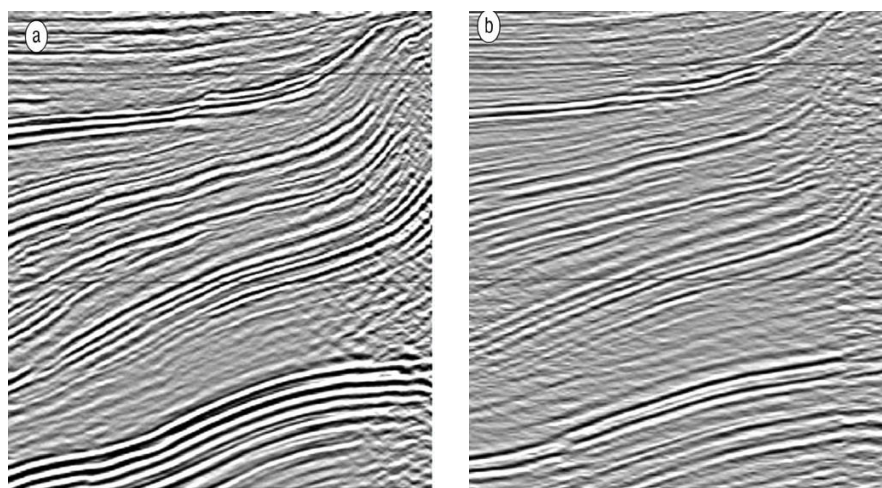


Рис.1 Сопоставление фрагментов временных разрезов по высокоплотной сейсмической съемке 3D выполненной с помощью вибраторов в 2003 году (а), размер бина 55x55 футов, плотность трасс на квадратную милю - 663552 (слева) и трехмерной съемке, выполненной по взрывной технологии в 1995 году на той же площади (б), размер бина 165x110 футов, плотность трасс на квадратную милю — 36864 [3].

В настоящее время минимальный размер бина в сейсморазведке определяется исходя из половины интервала между пунктами приема на линии для профильных работ, а также из половины интервала между пунктами возбуждения для съемок 3D. В основе такого ограничения лежат фундаментальные принципы метода общей средней точки, согласно которым максимальная плотность сети точек отражения сейсмического сигнала строго определяется вышеназванными параметрами системы наблюдения. Таким образом, для получения сейсмических изображений с густой сетью бинирования при сохранении требуемой кратности суммирования необходимо выполнять работы по густой системе наблюдения с минимальными расстояниями между источниками и приемниками.

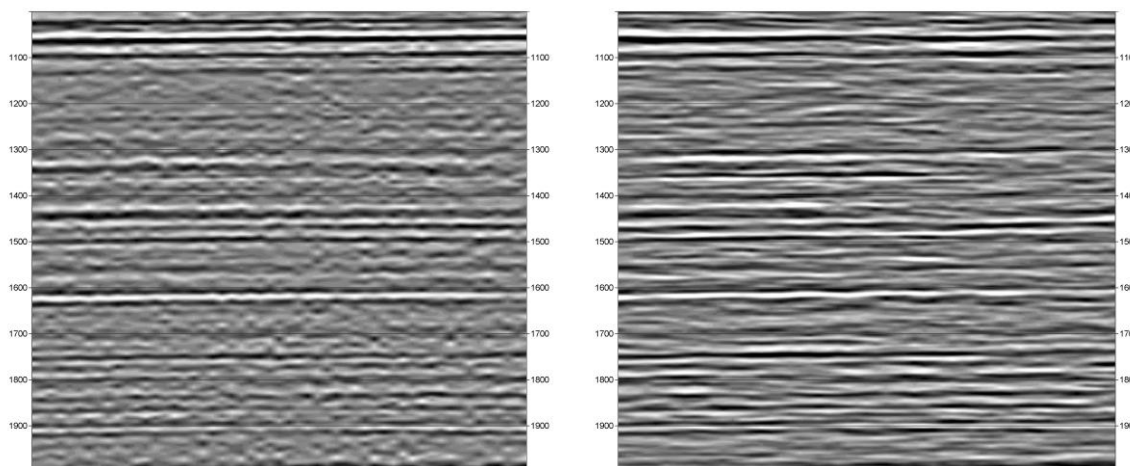


Рис. 2 Сопоставление фрагментов временных разрезов для одного и того же участка профиля, полученных путем традиционной обработки (слева) – кратность 24, размер бина 25 м, и при помощи дифракционного преобразования для разреженных исходных данных – размер бина 25 м, шаг точек ОГТ 50 м., кратность 72 (справа)

Примером таких сейсморазведочных работ может служить сейсмическая съемка, проведенная в Катаре в 2010 году компанией Sercel. Кратность этих наблюдений составила 504, размер бина был уменьшен до 3,75x3,75 м, плотность трасс на 1км² — 35.84 млн. шт. [2]. При этом сравнение горизонтальных сечений сейсмического куба данной съемки с результатами работ на этом же участке, проведенных в 1998 году (кратность наблюдений - 250, размер бина 25x25 м; плотность трасс на 1км² — 400 тыс. шт.) продемонстрировали впечатляющее влияние использования бинов малого размера на разрешенность итогового сейсмического изображения среды. Тем не менее уплотнение сети бинирования может достигаться и другими способами, нежели использованием съемок с высокой плотностью приемников и источников. К примеру, на основе дифракционного преобразования исходных трасс [1] появляется возможность пересчета наблюдаемых трасс на участок площади около средней точки с их последующим взаимным перекрытием. Такой подход позволяет уменьшать размер расчетных бинов и, соответственно, повышать разрешение получаемых

изображений, но при этом достигать требуемых значений по плотности трасс и кратности суммирования. На рис.2 приведен пример такого преобразования для одного из объектов на территории Западной Сибири. Так по одному из профилей был получен временной разрез ОГТ с кратностью 24 (совпадает с кратностью съемки), шаг между точками ОГТ и размер бина составляют 25 м. Затем исходные сейсмограммы были прорежены путем удаления каждой второй трассы, таким образом в стандартном подходе к построению разреза, при сохранении кратности 24, может быть получено только изображение с шагом между точками ОГТ и размером бина равным 50 м. В результате применения предлагаемого способа удалось по таким разреженным сейсмограммам получить изображение приемлемого качества, при этом снизив размер бина до 25 м. и доведя кратность суммирования до 72.

Подводя итог, можно сказать, что потенциальные возможности существующей технологии МОГТ-3D в части получения сейсмических изображений геологических сред высокой пространственной плотности и кратности еще не исчерпаны. В качестве одного из возможных путей получения таких изображений предлагается способ, основанный на широком использовании дифракционных представлений о природе регистрируемых сейсмических волновых полей. Предлагаемый способ позволяет на этапе обработки данных строить сейсмические волновые изображения по более плотной пространственной сети расчетных бинов, при этом они будут иметь более высокую кратность, чем традиционные изображения. Такая технология хорошо подходит для обработки сейсмических данных, получаемых по нерегулярной сети наблюдений, что особенно актуально в связи с активным переходом полевой технологии работ на бескабельную телеметрическую регистрирующую аппаратуру.

Литература

1. Бондарев В.И. Анализ компонент сейсмического волнового поля в задачах сейсморазведки [Текст] / В.И. Бондарев, С.М. Крылатков, И.А. Курашов // Известия вузов. Горный журнал, 2012. – № 3. – С. 146 -153.
2. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок [Текст] / А.В. Череповский – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2012. – 134 с.
3. Lansley R.M. CMP fold: A meaningless number? [Text] / R.M. Lansley // The Leading Edge. – 2004. – V. 23. – P. 1038 -1041.

РЕНТГЕНРАДИОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА УГЛЕЙ

Г.И. Минеев

Научный руководитель *доцент* Д.Ю. Пак

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Зольность, характеризующая сумму минеральных примесей в угле, является одной из важнейших качественных характеристик твердого топлива. При сжигании минеральная масса угля претерпевает сложные превращения, зависящие не только от количественного и качественного состава минеральных компонентов, но и от условий и способа сжигания. При постоянном содержании минеральных примесей в угле различие его вещественного состава может привести к флуктуации значений зольности. Однако, несмотря на эти несоответствия, зольность служит основным качественным параметром, определяющим потребительские свойства углей.

Информация о зольности крайне необходима как в процессе добычи и переработки, так и рационального использования углей в металлургии, энергетике и химической отрасли. Повышение зольности топлива негативно отражается на технико-экономических показателях угольных предприятий и потребителей угля. Увеличение зольности топлива в энергетике снижает производительность теплоэлектростанций, обостряет экологические проблемы. Все эти моменты имеют место не только при росте зольности угля, но и ее колебаниях. В этой связи задача оперативного контроля зольности угля остается актуальной.

При контроле зольности углей широкое распространение получили ядерно-физические методы контроля качества углей, обеспечивающие наряду с высокой чувствительностью к зольности и достаточную помехоустойчивость к флуктуации состава золы, в частности, соединений железа и кальция.

Радиоизотопный рентгенорадиометрический способ получил применение при контроле качества угля, в частности зольности. Однако широкое практическое использование сдерживается недостаточной точностью анализа в условиях непостоянства элементного состава минеральной части углей. При использовании первичного гамма-излучения с энергией ниже К-скачка железа, как наиболее тяжелого элемента, уголь можно представить трехкомпонентным соединением в составе углерода и минеральной массы в виде алюмосиликатов и кальция.

Величина альbedo низкоэнергетического гамма-излучения неоднозначно связана с качественным параметром угля. Причина неоднозначности – различие составных компонентов угля в коэффициентах ослабления излучения и некоррелируемое с зольностью перераспределение состава минеральной массы.

Исследованиями установлено, что дестабилизирующее действие флуктуаций кальция зависит от содержания кальция и непосредственно зольности угля А. Для малозольных углей ($A \approx 10\%$) при изменении содержания Са на 1% показания меняются в среднем на 2,9-3,1% отн. Аналогичный эффект для углей с $A \approx 20\%$ приводит к изменению результатов на 2,2-2,4% отн. Чем тяжелее зола (больше в золе Са), тем чувствительность к Са снижается, а чувствительность к зольности повышается. Причем при низких концентрациях Са в угле его влияние практически не дифференцировано от зольности, в то время как при высоком содержании Са его влияние от зольности более значимое.

Рассмотрена методика рентгенорадиометрического анализа качества углей, заключающаяся в измерении интегральной интенсивности вторичного излучения, включающего рассеянное углем гамма-излучение и рентгеновскую флуоресценцию кальция. Компенсационный эффект достигается тем, что при изменении содержания кальция интенсивности рассеянного и флуоресцентного излучений меняются качественно обратным образом. Это позволяет снизить дестабилизирующее действие оксида кальция путём измерения суммарной интенсивности вторичного излучения, включающего рентгеновское флуоресцентное и рассеянное излучение.

Для достижения полного компенсационного эффекта и однозначности результатов интегральных измерений предлагается вторичное излучение дополнительно ослаблять фильтром из легкого элемента. Целесообразность дополнительного ослабления регистрируемой интенсивности объясняется тем, что при изменении концентрации оксида кальция в золе приращение интенсивности рентгеновской флуоресценции выше приращения рассеянного гамма-излучения.

Возможность компенсационного принципа на основе интегральной интенсивности с дополнительным ослаблением вторичного излучения рассмотрена ранее на примере снижения мешающего влияния железа [2]. В качестве ослабляющего фильтра выбран алюминий, обладающий различными (почти в 2 раза) гамма-ослабляющими характеристиками по отношению к составляющим вторичного излучения. Наиболее оптимальная толщина ослабляющего фильтра d выбиралась с точки зрения минимальной чувствительности к железу S_{Fe} и максимальной чувствительности к зольности S_A . Параметры (толщина фильтра, зольность, содержание железа в золе), при которых отношение чувствительностей S_{Fe}/S_A принимает минимальные значения, признаны близкими к оптимальным.

Расширить методические возможности компенсационного принципа можно путем применения ослабляющего фильтра переменной толщины с повышенной селективной избирательностью по отношению к составляющим вторичного излучения. Фильтрующим элементом выбран полиэтилен, у которого коэффициент ослабления флуоресцентного излучения кальция почти в 4 раза выше коэффициента ослабления рассеянного гамма-излучения [1].

Задача аналитического расчета оптимальной толщины фильтра решена из условия равенства обратных по знаку абсолютных приращений интенсивностей рассеянного и флуоресцентного излучений при единичном изменении содержания кальция в угле:

$$\frac{\partial N_S}{\partial m} = - \frac{\partial N_i}{\partial m}$$

Найденное исходя из этого равенства выражение для толщины фильтра имеет вид

$$d = \ln \frac{N_i \cdot S_m^i}{N_S \cdot S_m^s} (\mu_1 - \mu_2)^{-1}$$

где S_m^i , S_m^s - относительная чувствительность к Са, соответственно, по флуоресцентному и рассеянному излучению;

μ_1, μ_2 - массовые коэффициенты ослабления, соответственно, флуоресцентного и рассеянного излучений фильтром.

Полученное аналитическое выражение в отличие от ранее известного [3], найденного исходя из равенства приращений и при единичном изменении содержания оксида кальция в золе позволяет аналитически учесть различные схемы замещения составных компонентов угля, что делает данную модель более приближенной к реальным условиям.

В качестве оптимальной толщины фильтра выбирается инверсионная толщина, определяемая из экспериментальных зависимостей, полученных при разной зольности и различных содержаниях Са. Оптимальная толщина фильтра закономерно повышается с ростом зольности угля.

Интегральная интенсивность вторичного излучения, ослабленного фильтром конечной толщины, инвариантна к изменению состава минеральной части угля только при незначительной дисперсии зольности. При анализе углей со значительной изменчивостью зольности неизбежны погрешности, превышающие допустимые пределы.

Эффективность предложенной модели состоит в возможности учета различных схем замещения составных компонентов угля, а также в том, что она выражена через аппаратно измеряемые параметры.

Литература

1. Пак Д.Ю. Исследование метрологических характеристик рентгенорадиометрического метода контроля качества угля // Труды университета КарГТУ. – Караганда, 2007. – Вып. 1. – С. 34-37.
2. Пак Ю.Н. Оптимизация гамма-альбедного метода контроля зольности угля переменного химического состава // Заводская лаборатория, 1983. – №12. – С. 48-50.
3. Старчик Л.П., Пак Ю.Н. Ядерно-физические методы контроля качества твердого топлива. – М.: Недра, 1985. – 224 с.

**ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНОЙ ТОМОГРАФИИ МЕТОДОМ ВП ПРИ ИЗУЧЕНИИ
ЗОЛОТОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Мохаммед Атеф Эльсайед

Научный руководитель доцент А. Н. Орехов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электротомография (ЭТ) начала широко использоваться в малоглубинных изысканиях с середины 90-х годов 20 века и очень быстро распространилась на все страны мира. Некоторым препятствием к ее распространению является высокая стоимость аппаратуры и оборудования по сравнению с классическим методом сопротивлений. Таким образом, в конце 20-го века электроразведка методом сопротивлений вышла на качественно новый уровень. На смену или в дополнение к традиционным вертикальным электрическим зондированиям и электропрофилированию были разработаны так называемые сплошные электрические зондирования, [1].

Электротомография- это целый комплекс, включающий в себя как методику полевых наблюдений, так и технологию обработки и интерпретации полевых данных. Ее особенностью является многократное использование в качестве питающих и измерительных одних и тех же фиксированных на профиле наблюдений положений электродов. Число измерений на одном профиле составляет несколько тысяч, поэтому при высокой плотности наблюдений для повышения производительности используются многоканальные многоэлектродные аппаратные комплексы с автоматической программируемой коммутацией электродов. Интерпретация данных электротомографии, как правило, выполняется в рамках двумерных и трехмерных моделей [2].

В августе – сентябре 2011 года проведены электротомографические работы методом ВП в Бодайбинском районе (Иркутская область), в выполнении которых автор принимал непосредственное участие. Было выполнено 6 профилей суммарной длиной 3210м.

Работы выполнялись для решения следующих задач:

- установить наличие или отсутствие сульфидизированных и хорошо проводящих зон в пределах участка работ;
- охарактеризовать особенности поведения зон сульфидизации и проводящих зон на глубину;
- провести корреляцию данных электротомографии с имеющимися геолого-геофизическими данными и сделать прогноз о перспективности выделенных зон.

Работы проводились по стандартной методике по отдельным профилям с высокоэффективной 10-канальной многоэлектродной электроразведочной станцией Syscal-Pro Switch 72 производства фирмы Iris Instruments. Для производства работ применялась электроразведочная коса на 72 электрода с шагом 5 метров. Длина одной расстановки 355 метров. Использовалась комбинированная трехэлектродная установка Шлюмберже (AMN+MNB), один из питающих электродов уносился в «бесконечность».

Результаты совместного анализа томографических данных с графиками наблюденных физических полей (в первую очередь электрических), показывают их весьма удовлетворительную сходимость (с учётом разницы в масштабах съёмки).

Схема корреляции, составленная по профилям 6 и 7 говорит о достаточно хорошей повторяемости структур, выделяемых по контрасту сопротивлений на этих профилях. Таким образом, результаты работ говорят о том, что оба профиля находятся в пределах одних и тех же структур. В то же время, в пределах профиля 6 появляются локальные зоны пониженного сопротивления, что также вполне соответствует наблюденным на поверхности электрическим полям.

Структура, выявленная по результатам томографических работ, представляет собой (с учётом априорной геологической информации), южное крыло крупной антиклинальной складки. Породы, слагающие это крыло, характеризуются резко пониженным сопротивлением.

Поскольку сланцеватость практически не меняет сопротивление пород, а горизонты имеют достаточно большую мощность и их границы выходят за пределы профилей, корректно оценить угол падения сложно. Однако наличие на разрезе субвертикальных границ позволяет оценить его как крутое. Необходимо отметить так же большое количество выделяемых по геофизическим данным тектонических нарушений. Это так же неплохо согласуется с результатами анализа наблюденных физических полей.

В пределах профиля 6 в районе ПК – 575 выделяется локальная область пониженного сопротивления, которая, скорее всего, связана с тектоническим нарушением. Там же по результатам наземных работ, проявлена южная аномальная область. Это позволяет оценивать эту аномальную область как потенциально перспективную на золотое оруденение.

Интерпретация данных по профилям 1-4 осложнена двумя основными причинами – во-первых, профили не вышли за пределы структур. Поэтому охарактеризовать их, в том числе однозначно определить положение шарнира, достаточно сложно. Другим мешающим фактором является крайне низкое сопротивление пород, что существенно снижает разрешающую способность метода.

Тем не менее, с учётом априорной геологической информации, можно говорить о том, что здесь мы имеем дело с крупной антиклинальной складкой (в основном с её южным крылом). Складка осложнена весьма интенсивной разрывной тектоникой, по которой проявлены результаты наложенных гидротермальных изменений, а также, видимо, складками более высоких порядков. Шарнир складки, скорее всего, меняет направление простирания, а также угол падения. Потенциальная рудная зона расположена южнее шарнира и в основных чертах повторяет его поведение. На разрезе она проявлена как группа локальных аномалий

пониженного сопротивления, приуроченных к тектоническим нарушениям. Наиболее контрастно она проявлена на профилях 2-3, менее контрастно – на профилях 1 и 4. Причём на профиле 1 она практически не видна.

Литература

1. Бобачев А.А., Модин И.Н., Перваго Е.В., Шевнин В.А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред // Разведочная геофизика, 1996. Обзор. АОЗТ «Геоинформмарк». – М. – Выпуск 2, – 50 с.
2. Бобачев А. А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. 2006. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации//Приборы и системы разведочной геофизики. – № 2, – С. 14-17.

ПОРИСТОСТЬ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Нгуен Хыу Бинь

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Объектом изучения является месторождение Белый Тигр, расположенное в Кылуонгской впадине на шельфе Вьетнама. Здесь на коллекторы фундамента пробурено около 150 скважин, которые дают 85% общей добычи нефти. Геологический разрез месторождения представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Суммарная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990 м, осадочного чехла – 4740 м (рис. 1). Большинство скважин на Белом Тигре, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (дебиты порядка 1000 т/сут). Нижняя граница залежи не установлена. Нефтеосодержащими являются трещиноватые коллекторы.

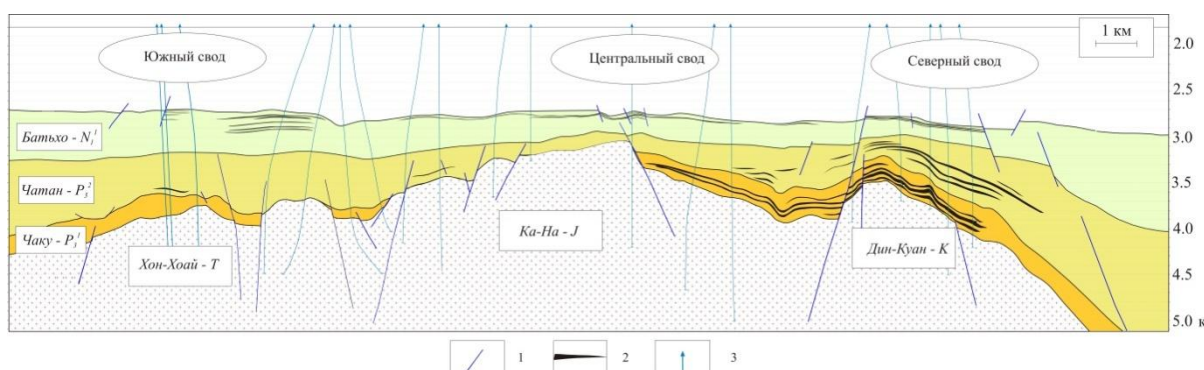


Рис. 1. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр: 1 – тектоническое нарушение; 2 – залежь УВ осадочного чехла; 3 – скважина

Характеристика пород фундамента. Гранитоидные коллекторы по преобладающему типу пустотного пространства делятся на три основных типа [1]. К *трещинному типу* относятся коллекторы с хорошо развитой микро- и макротрещиноватостью, которая обычно уверенно фиксируется на кривых электрического сканирования (FMI, ARI) и акустического каротажа (АК) по сильному затуханию волн Стоунли. Каверновая и блоковая пустотности имеют подчиненное значение. К *каверново-трещинному типу* пустотности относятся коллекторы, в которых пустотность представлена микро и макрокавернами, микротрещинами и крупными порами, в той или иной степени связанными между собой. Трещинная пустотность имеет подчиненное значение. Коллекторы этого типа имеют повышенную общую пустотность ($K_{n.ob}$) по нейтрон-нейтронному (ННК) и гамма-гамма (ГГК) каротажам. По АК они выражены повышением интервального времени, до 210–215 мкс/м. Породы с *блоковой пустотностью* обладают относительно небольшими ФЕС и по своим характеристикам близки к коллекторам с межзерновой пустотностью. Для этого типа коллекторов характерны линейная связь $K_{n.ob}$ с интервальным временем по АК, относительно низкие значения пористости по ННК и ГГК.

Методы ГИС и их интерпретация при изучении разреза фундамента. Первая группа методов ГИС относится к *методам литологии и пористости*. Это акустический и радиоактивный каротажи. Методика комплексной интерпретации данных этих методов заключается в том, что с помощью математической модели при определении пористости $K_{n.ob}$ можно исключить влияние литологического состава пород. Определяется состав минералов и соотношения между ними.

Вторая группа - *методы изучения трещиноватости пород* - включает методы удельного сопротивления (боковой каротаж) и сканирования. Методы, входящие во вторую группу, позволяют выявить зоны дробления, трещиноватости и определить трещинную пористость, параметры трещин. *Электрическое сканирование*, выполненное приборами FMI фирмы Шлюмберже, достигается регистрацией плотности электрического поля с высоким дискретным разрешением (2,5 мм) и используется для создания образа (image) проводимости стенок скважины. Выделение трещин основано на изменении проводимости трещин относительно

вмещающих пород. Применяется акустический сканирующий картаж аппаратурой DSI с записью поперечной, продольной и волн Стоунли. Наличие открытой трещины в скважине ведет: 1) к ослаблению амплитуды волны Стоунли; 2) к отражению волны Стоунли.

Результаты исследования пористости пород-коллекторов фундамента. Явная закономерность изменения (уменьшения) значения вторичной пористости с глубиной, как по FMI так и по ГИС, демонстрируется рис. 2. Приведены осредненные результаты интерпретации по 17 скважинам в пределах Центрального свода месторождения. Хотя видна большая разница значений вторичной пористости по FMI и по ГИС, однако две кривые изменения пористости по глубине достаточно уверенно коррелируют. Результаты интерпретации данных FMI не полностью отражают величину трещинной пустотности.

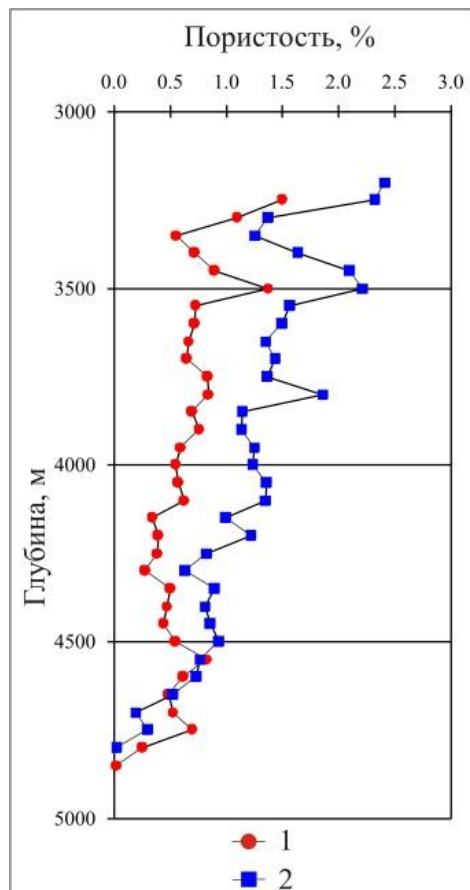


Рис. 2. Изменения с глубиной осредненной по 50-метровым интервалам вторичной пористости ($K_{пем}$): 1 – по результатам интерпретации FMI; 2 – по результатам интерпретации ГИС

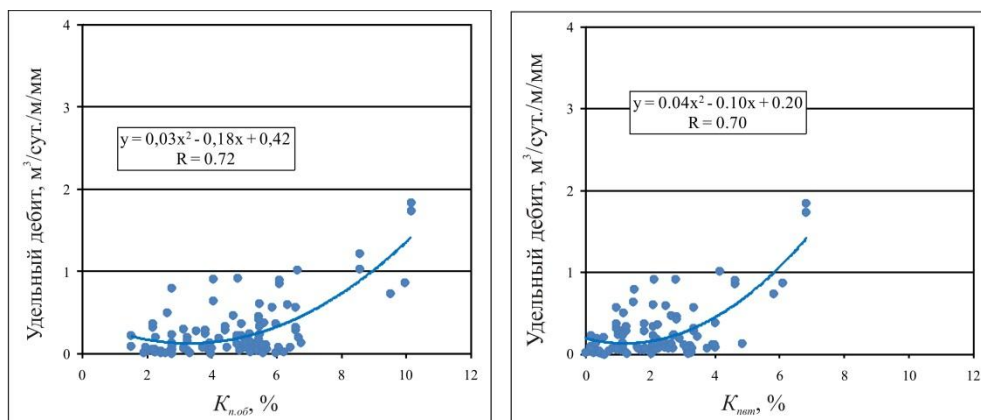


Рис. 3. Кросс-плоты и зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента от геофизических параметров пустотности $K_{п.об}$, $K_{пем}$. Количество определенных дебитов N=106

Оценка проницаемости коллекторов. Дебиты скважин тесно связаны с проницаемостью. Этот вывод хорошо согласуется с фактическими данными. Установлена тесная прямая корреляционная связь удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{пр}$), определенной по результатам гидродинамических исследований скважин. Коэффициент корреляции $R = 1,00$. Поэтому для создания интерпретационно-прогностической базы ГИС построена зависимость G от геофизических параметров пустотности $K_{п.об}$, $K_{нет}$ (рис. 3). Для построения зависимостей использованы результаты комплексной интерпретации данных методов ГИС и результаты 23-х испытаний 84-х работающих интервалов кристаллического фундамента в 16-ти скважинах Центрального свода.

Литература

1. Son P.X., Quy H.V., Nhan D.D. Basroc 3.0 – A special software for processing wireline log in fractured basement // Fractured basement reservoir. – Ha Noi: Science and Technics Publishing House, 2006. – pp. 459–467.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Л.С. Окс

Научный руководитель заведующий лабораторией А. А. Посысоев
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Краснодар, Россия

Для повышения эффективности разработки месторождений актуальной является проблема построения максимально достоверных геологических и гидродинамических моделей.

Стандартный подход, при котором моделируемыми параметрами являются коллектор и пористость (без учета литотипов пород и характера пустотного пространства), недостаточно информативен для описания месторождений, характеризующихся сложнопостроенным карбонатным разрезом. Так, близкие по пористости проницаемые пропластки могут давать не сопоставимые по величине дебиты и показывать различную картину обводнения в процессе разработки.

Объектом исследования данной работы стали нижнесилурийские отложения одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, сложенные карбонатными породами.

Продуктивными в данном случае являются отложения веянской свиты, представленные преимущественно доломитами. В нижней части она представлена седиментационными и вторичными доломитами с маломощными прослоями глинистых доломитов, известняков и аргиллитов. К средней части свиты приурочены доломиты замещения, практически не содержащие глинистых прослоев и образованные по водорослевому, реже органогенно-детритовому известнякам. Верхняя часть (верхневеянская подсвита) представлена водорослевыми и органогенно-детритовыми известняками, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными, среди которых увеличивается доля глинистых разностей.

Среди основных особенностей изучаемого месторождения следует отметить:

- блоковое строение месторождения и трещиноватость пород;
- высокую неоднородность коллекторов и сложную структуру пустотного пространства;
- низкую предсказуемость дебитов;
- ранние прорывы воды;
- неравномерную картину обводнения.

Выделенные особенности должны быть комплексно учтены при геологическом и гидродинамическом моделировании. Основной целью данной работы является выделение по комплексу ГИС таких типов пород-коллекторов, моделирование которых позволит повысить предсказуемость дебитов вновь пробуренных скважин, а также предсказать картину их обводнения.

К методам, информативным при данных геолого-технических условиях, можно отнести только акустический, нейтронный, плотностной и гамма-каротаж. Однако данные ГТК-п записаны в ограниченном числе скважин, что не позволяет использовать их при разработке методики интерпретации ГИС для месторождения в целом.

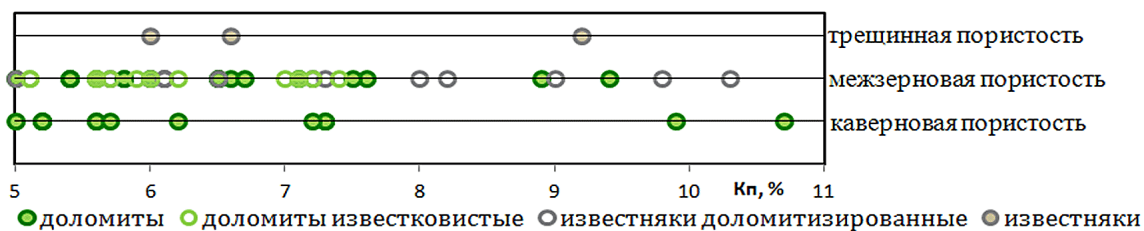
В условиях ограниченного комплекса исследований было принято решение использовать построение объемной петрофизической модели пород на основании системы уравнений, связывающей показания наиболее информативных методов ГИС с искомыми параметрами пород. Как известно, число уравнений системы должно быть больше либо равно числу неизвестных компонентов. В данном случае каротажные данные могут дать три уравнения (по числу доступных информативных методов), четвертым же можно считать уравнение баланса. Следовательно, при расчёте объемной модели может быть задано только четыре параметра породы. В условиях изучаемого разреза такими компонентами стали пористость ($V_{пор}$), доли известняков ($V_{изв}$), доломитов ($V_{дол}$) и глини ($V_{гл}$):

$$\begin{cases} dT = V_{пор} \cdot dT_{\phi} + V_{изв} \cdot dT_{изв} + V_{дол} \cdot dT_{дол} + V_{гл} \cdot dT_{гл} \\ W = V_{пор} \cdot W_{\phi} + V_{изв} \cdot W_{изв} + V_{дол} \cdot W_{дол} + V_{гл} \cdot dW_{гл} \\ aГК = V_{пор} \cdot aГК_{\phi} + V_{изв} \cdot aГК_{изв} + V_{дол} \cdot aГК_{дол} + V_{гл} \cdot aГК_{гл} \\ 1 = V_{пор} + V_{изв} + V_{дол} + V_{гл} \end{cases}$$

Кроме искомым параметров, в уравнениях присутствует ряд констант, значения которых частично принимались с учетом литературных данных, а частично – по результатам исследований, проведенных на изучаемой площади. Так, согласно лабораторному анализу, водородосодержание глин составило 31%. Для уточнения интервального времени пробега волны по скелету различных пород также использовались керновые данные.

Настройка объемной петрофизической модели велась по данным о минералогическом составе пород, полученным по керну. Подобные исследования проводились на двух скважинах изучаемого месторождения. Сопоставление долей компонент, определенных по керну и рассчитанных по ГИС, показало хорошую сходимость данных параметров, что позволяет считать полученную объемную модель достоверной.

Однако пористость, определенная по модели, не дифференцирована по своему типу. Поэтому в качестве дополнительной информации для выделенных пропластков по методике Дахнова [1] был определен преобладающий тип пустотного пространства. Сопоставление полученной информации с литологией, определенной по объемной модели (рис. 1), показало, что в изучаемом разрезе целесообразно выделять три типа пород-коллекторов: известняки (преимущественно трещиноватые), доломиты порового и смешанного типа, кавернозные доломиты.



**характеристики пород,
полученной по объемной модели**

Средние пористости, рассчитанные для каждого из выделенных типов пород, близки. Однако на сопоставлении данных опробований с полученными литотипами видно, что с ростом степени вторичных изменений породы растут и удельные дебиты. Выявлена связь между характером обводнения скважин и типами работающих коллекторов: так, для трещиноватых известняков характерно резкое обводнение, в то время как обводнение доломитов порового и кавернозного типов идет постепенно.

Отсюда можно сделать вывод, что отнесение пород-коллекторов к определенному литотипу важно не столько для подсчета запасов нефти, сколько для прогнозирования работы скважин и месторождения в целом.

Таким образом, комплексная интерпретация данных ГИС позволяет выделить в изучаемом разрезе три типа пород-коллекторов (рис. 2):

1. Известняки (преимущественно трещиноватые), разработка которых характеризуется резким, ступенчатым, ростом обводненности, а данные опробований показывают средние и высокие удельные дебиты;
2. Доломиты порового и смешанного типа, разработка которых характеризуется плавным ростом обводненности, а данные опробований показывают средние и низкие удельные дебиты;
3. Кавернозные доломиты, разработка которых характеризуется плавным ростом обводненности, а данные опробований показывают высокие удельные дебиты.

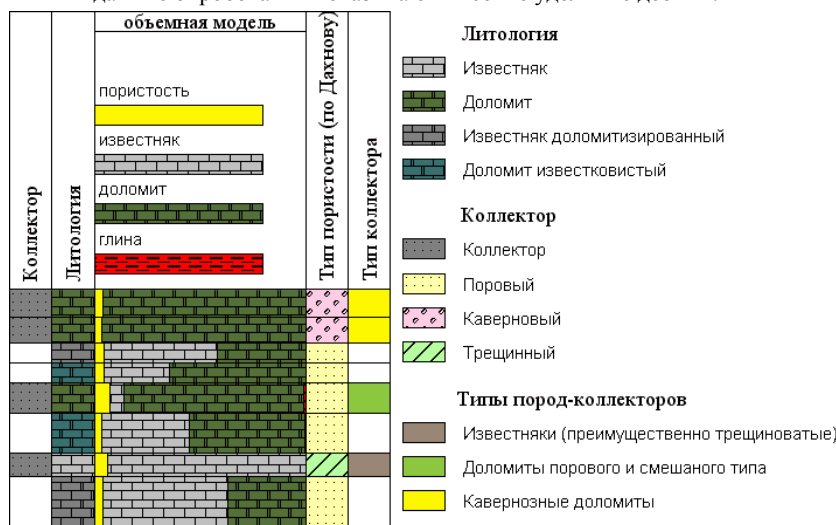


Рис. 2. Пример результатов построения объемной модели и отнесения пород-коллекторов к одному из трех выделенных типов

Проведено моделирование выделенных типов пород с применением в качестве трендов сейсмических атрибутов, таких, например, как карта амплитуд дуплексных волн с выделенными зонами трещиноватости. Полученная модель позволяет ориентироваться при бурении на желательный тип геологического разреза, а также более точно предсказывать продуктивность и будущий рост обводненности новых скважин.

Литература

1. Дахнов В.Н., Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – Москва : Недра, 1982. – С. 307-310.

ОСОБЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК СЕЙСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК НА ВЕТХИНСКО-НЕКРАСОВСКОМ УЧАСТКЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Я.А. Переволоцкая

Научный руководитель заведующий сектором подготовки подсчетных параметров

Н.В. Мыцик

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, г. Гомель, Беларусь

В настоящее время одна из наиболее характерных особенностей геологоразведочного процесса заключается в перманентном возрастании объемов работ, связанных с определением перспектив нефтегазоносности. Данная особенность обусловлена наличием в структурном плане сложно построенных нефтяных резервуаров, исследование которых требует детального подхода не только к выбору параметров сейсмических съемок, но и к последующим этапам обработки и интерпретации результатов.

Сейсморазведочные работы в совокупности с глубоким бурением являются ведущим методом в изучении сложного структурного строения Припятского прогиба. Усовершенствование методик и увеличение объемов данных работ позволило довольно детально изучить строение надсолевого комплекса, в том числе и в межкупольных зонах, исследовать строение межсолевого и подсолевого комплексов и, в частности, выявить характер соотношения структурных массивов с разломами, относящимися к различным комплексам. [1]

Исследуемый Ветхинско-Некрасовский участок в тектоническом отношении расположен на территории Некрасовско-Артуховского полиблока в пределах уступа Речицко-Вишанской юго-восточной дополнительной ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба. По поверхности подсолевых отложений Некрасовское месторождение представляет собой сложный тектонический наклонный блок, состоящий из 4 более мелких блоков, ограниченный с юго-запада крупноамплитудным (более 600м) Западно-Ветхинским разломом. С севера, запада, юго-востока и востока месторождение ограничено разрывными нарушениями амплитудой от 20 до 150 м. Ветхинское подсолевое месторождение представляет собой блок размерами 1.2 x 1.5 км, осложненный субширотными и субмеридиональными малоамплитудными разрывными нарушениями, выделяемыми по геологическим данным. Бурением скважин подтверждена нефтеносность подсолевого комплекса рассматриваемого участка.

При проектировании сейсморазведочных работ на Ветхинско-Некрасовской площади для определения параметров съемки был изучен опыт работ прошлых лет, проанализированы фондовые геофизические и геологические материалы, рассмотрены временные разрезы с целью определения максимального расстояния пункт взрыва – пункт приема.

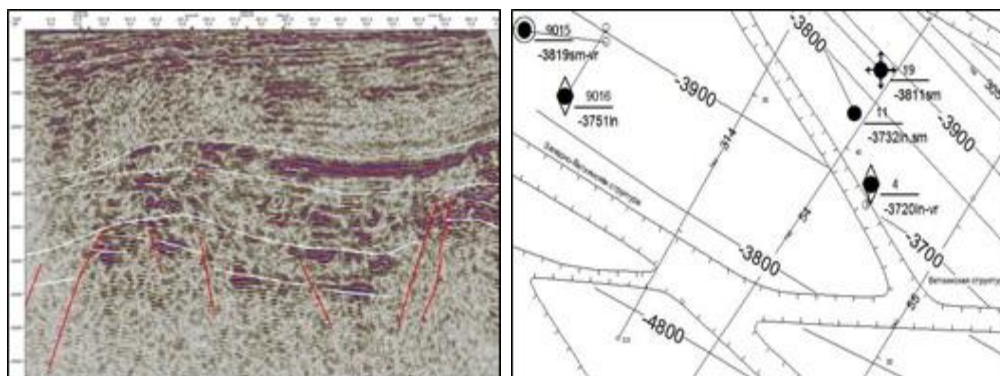


Рис. 1. Результаты работ 2D: а) профиль 192055. глубинный мигрированный разрез и б) фрагмент структурной карты по сейсмическому горизонту IDm

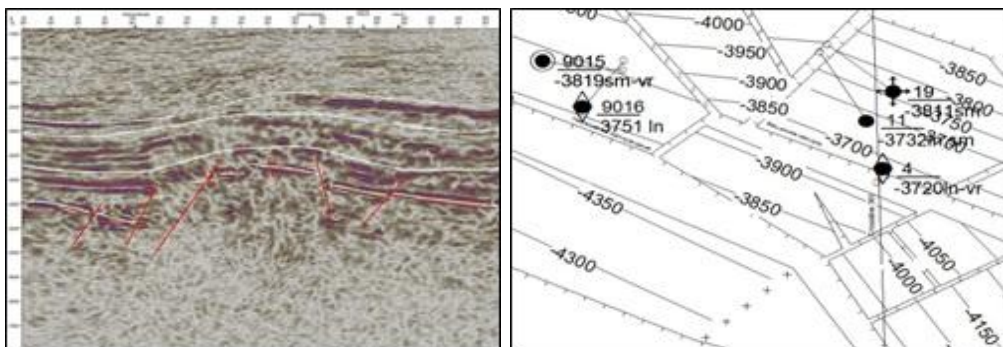
С целью получения параметров 3D съемки были изучены результаты трехмерных сейсморазведочных работ на предыдущих и сопряженных площадях, и также приняты во внимание результаты сейсморазведочных работ 2D. Сейсмическая съемка методом 2D проводилась на Ветхинско-Некрасовском участке с целью уточнения структурного строения и подбора методики для проведения последующих площадных съемок. С

учетом условий изучаемого участка применялась фланговая система наблюдений, обеспечивающая 48 кратное прослеживание отражающих горизонтов. Расстояние между ПВ и ПП - 25 м. Наблюдения проводились 48-канальными цифровыми сейсмостанциями (96-канальный вариант). Для повышения помехоустойчивости системы наблюдений применялось группирование 22 сейсмоприемников на канал и группирование взрывов (3 скв на базе 25 м). Материал, полученный в ходе сейсмической съемки методом 2D, можно охарактеризовать как уверенный, по нему надежно прослеживаются все отражающие горизонты и выполнены структурные построения по сейсмическому горизонту 1Dг, отождествляемому с поверхностью подсолевых терригенных отложений, построенной по результатам сейсмической съемки 2D (рис. 1).

Первые сейсморазведочные работы методом 3D были проведены на территории Ветхинско-Некрасовского участка в 1998-1999 г.г. Принципиальные преимущества, отличающие сейсморазведку 3D от 2D: высокая и равномерная плотность наблюдений по площади, равномерность распределения спектров азимутов и удалений, обеспечивающие увеличение соотношения сигнал/помеха и, главное, применение трехмерной миграции до суммирования, позволяют создать наиболее точную картину строения геологической среды с высокой степенью разрешенности и достоверности. Это является значимым этапом для изучения строения сложных сред с большой кривизной преломляющих границ, наличием вертикального градиента скорости и анизотропии.

Площадь участка трехмерной сейсмической съемки на исследуемой территории составила 150 км². В качестве источников возбуждения упругих колебаний при проведении сейсмической съемки применялись взрывы в одиночных скважинах. Ограниченные технические возможности не позволили получить в поле сейсмический материал полноценного качества (применялась методика с 12-ти кратным прослеживанием отражающих горизонтов и шагом исследования 50 x 50). По полученному временному кубу сейсмических данных была выполнена постстэковая и престэковая миграции в глубинной области. Применение данной процедуры позволяет получить в сложных сейсмогеологических условиях Припятского прогиба наиболее качественные результаты изображения среды. Используемая для миграции глубинно-скоростная модель учитывала данные сейсмокаротажа в скважинах, пробуренных на Ветхинском, Некрасовском месторождениях и на смежных с ними площадях.

Улучшение технического оснащения и повышение геологического интереса к рассматриваемой площади в 2006 году предоставило возможность и основание к выполнению повторной сейсмической съемки, проведенной с целью детализации строения Ветхинского и Некрасовского месторождений, и для решения задач по выявлению, опoisкованию и детализации возможно перспективных структур на сопряженных площадях. Полевые работы 3D выполнялись с использованием многоканальной системы наблюдений (более 1200 активных каналов) с повышенной (60) кратностью прослеживания целевых горизонтов и шагом исследования 25 x 25 м. Полученный сейсмический материал в целом характеризуется более высоким качеством, в сравнении с качеством материала 1999 года. На разрезах присутствуют и достаточно уверенно коррелируются отражения от всех целевых горизонтов. По результатам сейсмической съемки 3D были внесены существенные изменения в представлении структурного плана сейсмического горизонта 1Dг, отождествляемого с поверхностью подсолевых терригенных отложений (рис. 2).



а **б**
Рис. 2. Результаты работ 3D: а) crossline 361.временной мигрированный куб. Ветхинско-Некрасовский участок и б) фрагмент структурной карты по сейсмическому горизонту 1Dг

Следует отметить, что в сложных сейсмогеологических условиях Припятского прогиба, как глубинных, так и поверхностных, применение различных методик сейсмических съемок, как 2D, так и 3D, является необходимостью, обуславливающей получение более надежной опорной информации для выбора оптимальных параметров систем наблюдений и проведения корректной интерпретации сейсмического материала.

Литература

1. Баранов С.А. Техника и технология наземной сейсмической разведки в условиях Припятской впадины// Приборы и системы разведочной геофизики. – 2009. -№ 4(30)- 53 с.

2. Рудаков А.Г. Пути и последствия перехода от классической к современной технологичной сейсморазведке//Технологии сейсморазведки.-2009. - № 3.- 87- 102 с.

МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЫ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ

А.С. Портнягин

Научный руководитель заведующий лабораторией Е.Ю. Шиц
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Значительные ресурсы природного газа, находящегося в земной коре в газогидратной форме, позволяют считать газовые гидраты одним из перспективных нетрадиционных источников углеводородного сырья. Поэтому проблема изучения возможных методов добычи газовых гидратов природного газа, является одной из наиболее актуальной научной и технической проблемой в мире. Основная сложность добычи газовых гидратов природного газа заключается в том, что наибольшая часть запасов этого сырья сосредоточена в акватории морей и океанов на глубине более 300 метров. При этом даже небольшое изменение термобарических условий при разработке залежей газовых гидратов может привести к необратимому процессу их разложения, влекущему за собой выброс огромного количества парникового газа, так как залежи газовых гидратов в основном расположены в неизолированных пространствах в отличие от залежей газообразного природного газа. Поэтому экспериментальное изучение получения и разложения гидратов природного газа в термобарических условиях шельфовой зоны арктических морей является актуальным.

Известен метод получения газовых гидратов в статических условиях в камерах высокого давления [1]. В данной работе предлагается разработка лабораторной установки для изучения процессов получения/разложения гидратов природного газа в имитированных условиях шельфа арктических морей, на основе разработанного ранее метода.

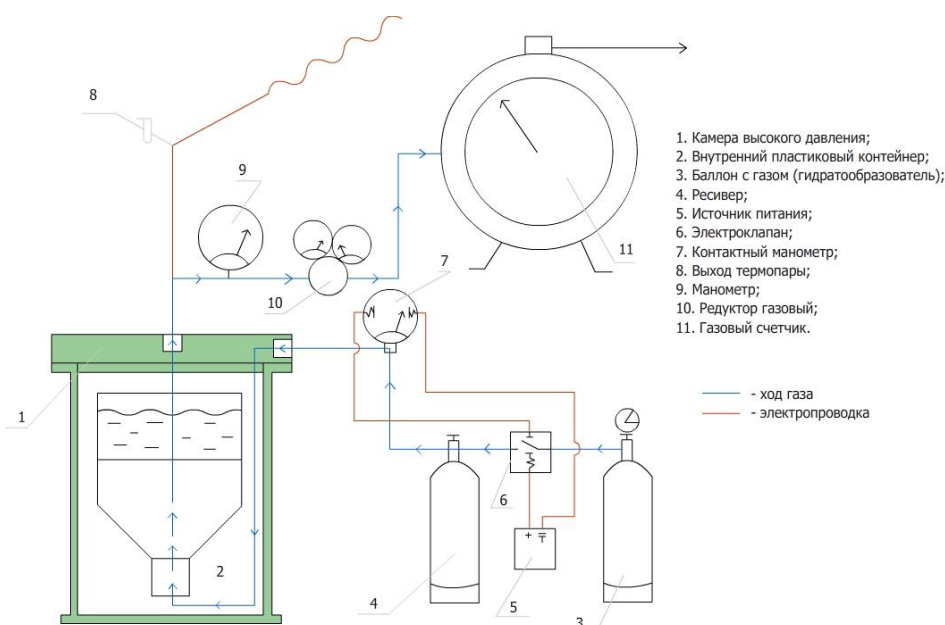


Рис. Схема установки для изучения процессов получения/разложения гидратов природного газа в имитированных условиях шельфа арктических морей

Описание установки: Установка состоит из 3-х основных частей: 1 – камеры высокого давления; 2 – линии подачи газа; 3 – линии отвода газа.

1.1. Камера высокого давления состоит из стакана с внутренним диаметром 200 мм и толщиной стенок 20 мм, изготовленного из нержавеющей стали, а также крышки из того же материала толщиной 20 мм. Крышка и стакан соединены между собой резьбовым соединением. В камере находится сосуд цилиндрической формы с закрытым дном и открытым верхом, в который будут помещаться образцы из донных отложений предполагаемого места залегания газовых гидратов, насыщенные водой. Сосуд имеет два термометра – для измерения температур жидкости над твердой фазой и твердой фазы соответственно, а также распределитель подаваемого газового потока, помещенный на дно сосуда (рис.).

1.2. Линия подачи газа состоит из аккумуляторов давления газа - гидратообразователя, электрочлапана, газового ресивера и контактного манометра, либо датчика давления со встроенными микрореле. Газ из аккумуляторов давления через реле и ресивер подается в камеру высокого давления к распределителю газового потока. Контроль равномерности подачи потока газа достигается с помощью газового электрочлапана, подсоединенного к контактному манометру.

1.3. Линия отвода газа состоит из образцового манометра, газового редуктора и газового счетчика. Из камеры в линию отвода газ подается через ее крышку. Встроенный в линию манометр должен показывать давление газа в линии, которое приблизительно должно равняться давлению в камере. Для уменьшения давления выхода газа из камеры в линию встроены понижающий редуктор. Газовый счетчик установлен для контроля за расходом газа.

2. Описание принципа действия установки: Метод получения гидрата природного газа на установке, имитирующей термобарические условия шельфовой зоны северных морей, заключается в фильтрации природного газа через образцы донных отложений с задаваемой влагонасыщенностью в условиях высокого давления и низких температур, соответствующих глубинам залегания природных газовых гидратов.

В частности, природный газ подается из аккумуляторов давления и равномерным потоком поступает в распределитель газового потока. При этом давление газа, который подается в рассеиватель, должно быть больше, чем давление газа в камере. Разница давлений обеспечивает фильтрацию подаваемого газа через твердую фазу. Скорость фильтрации можно регулировать посредством увеличения или уменьшения разницы давлений, что позволит имитировать в широком диапазоне толщ донных отложений. Давление толщи воды над донными отложениями имитируется за счет возможности регулирования давления газа в камере. Температура гидратообразования достигается путем помещения камеры установки в холодильник-инкубатор «Sanyo», который успешно используется для получения газовых гидратов в условиях свободной конвекции [2]. Таким образом, в процессе фильтрации газа через имитируемую толщ твердой и жидкой фаз должно происходить образование гидрата. Гидратообразование можно будет контролировать по снижению расхода газа при постоянном давлении и давлении в камере при постоянном расходе газа. Встроенные в камеру термометры дадут возможность фиксировать температуру твердой, жидкой и газообразной фаз в камере в процессе гидратообразования.

Таким образом, проектируемая установка и метод получения гидрата природного газа, являются логическим продолжением метода получения газовых гидратов в статических условиях [3] и позволяют в достаточной мере исследовать процессы образования и разложения субмаринных газовых гидратов.

Литература

1. Щиц Е.Ю., Калачева Л.П., Рожин И.И. Исследование образования и разложения гидратов природного газа применительно к вопросам газогидратных технологий // Химия в интересах устойчивого развития. – 2010. – Т. 18, №2. – С. 153-157.
2. Щиц Е.Ю., Семенов М.Е. Состав и физико-химические свойства гидратов природного газа Иреляхского ГНМ Якутии // Известия ВУЗов. Серия «Химия и химическая технология». – 2010. – Т. 53, №9. – С.16-18.
3. Сафронов А.Ф., Щиц Е.Ю., Григорьев М.Н., Семенов М.Е. К проблеме образования газогидратных залежей на шельфе арктических морей Сибири // Геология и геофизика. Специальный выпуск «Проблемы геологии и освоения минеральных ресурсов Российской Арктики». – 2010. – Т. 51, – №1. – 106-112.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕРАСИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.О. Расторгуева

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району (Конторович, 2001) и было открыто в 1983 году. Первооткрывательницей является параметрическая скважина 444, пробуренная на западном крыле структуры и установившая газонефтеносность пластов васюганской и тюменской свит. Выбрано это месторождение в качестве объекта для изучения геофизическими методами исследования скважин (ГИС) по следующим причинам. Во-первых, месторождение отличается большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности: юра-палеозой, 11 продуктивных пластов (Ю₁-Ю₁₂, М). При этом основные запасы углеводородов сосредоточены в пласте М, представленном проницаемыми интервалами в глинисто-кремнистых отложениях коры выветривания. Во-вторых, результаты пробной эксплуатации Герасимовского месторождения показали, что геологическое строение месторождения более сложное, чем это представлялось на этапе разведки, и эксплуатация его была приостановлена. Возникла необходимость более глубокого изучения Герасимовского месторождения с целью формирования принципиально нового подхода к составлению геологической модели и схемы разработки месторождения.

Юрские терригенные коллекторы (пласты Ю₁ - Ю₁₂) представлены полимиктовыми песчаниками, среди которых отмечаются прослои алевролитов и аргиллитов. Все песчаники являются типично поровыми коллекторами. Пористость изменяется от 2% до 21%, проницаемость - до $n \cdot 10$ мД. В целом отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств от пластов васюганской свиты к пластам тюменской свиты.

Пласт М в литологическом отношении представлен преимущественно выветрелыми кремнистыми, реже глинисто-кремнистыми, иногда с примесью карбонатов, отложениями палеозойского возраста. Коллектор пласта М имеет вторичное происхождение. Формирование его происходило в результате выщелачивания глинисто-кремнистых и карбонатных пород под воздействием как процессов поверхностного выветривания, так и

инфильтрационного метасоматоза. Коллекторы пласта М относятся к поровому и трещинно-поровому типу, отличаются повышенными значениями остаточной водонасыщенности – до 60% и выше.

В настоящей работе излагаются результаты анализа и интерпретации геофизических исследований скважин и петрофизических данных по двум позициям: геофизическая характеристика коры выветривания и оценка пористости коллекторов Герасимовского месторождения. Использовались данные ГИС по разрезу скважины 1118 и петрофизические уравнения для оценки пористости и нефтенасыщенности пластов Герасимовского и других месторождений углеводородов Томской области.

Сравнение каротажных диаграмм на интервалах юрского разреза и разреза коры выветривания с продуктивным пластом М показывает, что кора выветривания имеет и общие, и отличительные геофизические свойства.

Неизменной остается только кривая потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) как по уровню значений в межпластовых интервалах (стабильно высокий), так и по выделению пластов-коллекторов – отрицательными аномалиями разной амплитуды. По остальным геофизическим параметрам кора выветривания значительно отличается. Она существенно менее радиоактивна (4-5 мкР/час против 9-10), характеризуется повышенной электропроводностью (показания индукционного каротажа ИК 280-300 мкС/м против 210) и отличается понижением показаний нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ 2,9 против 3,9).

Судя по совокупности данных методов ПС, ИК и НКТ, разрез коры выветривания в целом более глинистый, чем юрский разрез. Аномально низкая радиоактивность (по данным гамма-каротажа) скорее всего, связана с вторичными процессами при формировании коры выветривания, при которых в подвижных формах находится уран и калий. Следует отметить, что повышение глинистости с соответствующим изменением показаний электрического и нейтронного каротажа происходит еще в пределах юрского разреза (на границе с корой выветривания), так что продуктивные интервалы пласта М перекрыты хорошей крышкой. Но резкое понижение радиоактивности происходит только в пределах коры выветривания. Выявленные закономерности могут быть использованы для выделения границ коры выветривания и прогноза ее нефтегазоносности по данным ГИС.

Как правило, на месторождениях в терригенных разрезах пористость коллекторов определяется по относительной амплитуде ПС ($\alpha_{ПС}$). Отличительной особенностью Герасимовского месторождения является отсутствие корреляционных зависимостей между $Kп$ и $\alpha_{ПС}$, что хорошо видно на приведенном поле корреляции (рис.) и в данных табл. 1. Отсутствие связи между этими параметрами наблюдается практически по всем пластам юрского разреза, а также в пласте М палеозойской коры выветривания.

Таблица 1.

Значения достоверности линейной аппроксимации зависимости « $Kп$ - $\alpha_{ПС}$ » пластов Герасимовского месторождения

№ пласта	$Ю_1^{1-2}$	$Ю_1^4$	$Ю_1^5$	$Ю_2$ - $Ю_8$	$Ю_9$	$Ю_{10}$	$Ю_{11}$	$Ю_{13}$ - $Ю_{14}$
R^2	0,019	0,0091	0,1429	0,00002	0,00003	0,0006	0,0185	0,2447

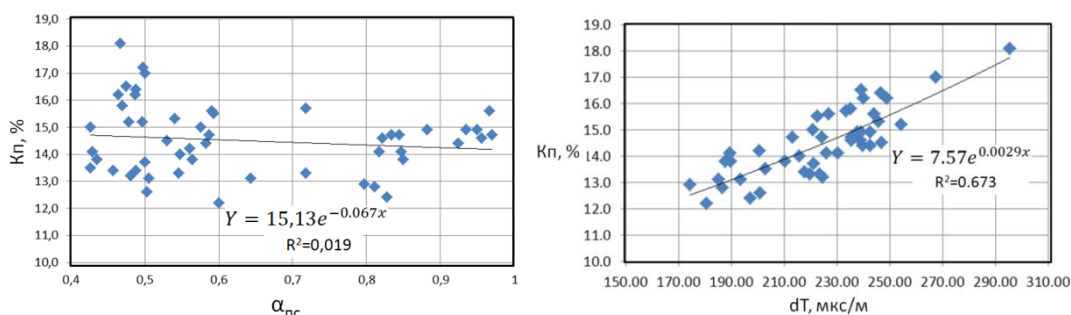


Рис. Разная теснота корреляционной зависимости относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$) и интервального времени (dT) от пористости коллектора пласта $Ю_1^{1-2}$ Герасимовского месторождения (по Бабову, 2012)

Условием применения оценки пористости по $\alpha_{ПС}$ является зависимость пористости коллектора от его глинистости. По мнению В.Н. Бабова (2012) песчаники коллекторов Герасимовского месторождения карбонатизированы. Для проверки этой гипотезы автором статьи были рассчитаны удельные электрические сопротивления (УЭС) пластов, поскольку карбонатизация песчаника должна привести к увеличению его удельного сопротивления. Были использованы петрофизические уравнения, применяемые для оценки нефтенасыщенности пластов. При расчетах задавались одинаковые значения пористости ($Kп$), нефтенасыщенности ($Kн$) коллектора и сопротивления пластовой воды (ρ_w). Как видно из данных табл. 2, пласты-коллекторы Герасимовского месторождения отличаются существенно более высокими значениями УЭС.

Таблица 2

Результаты расчетов удельных электрических сопротивлений пластов (Ом) сравниваемых месторождений при заданных исходных параметрах ($K_n=0,17$; $K_n=0,6$; $\rho_e=0,07$)

Месторождение	Северное	Герасимовское	Игольско-Таловое	Крапивинское
Пласты	Ю ₁	Ю ₇	М	Ю ₁ ⁰⁻²
Рн	3,51	5,36	5,68	3,38
рнп	8,7	17,94	20,51	5,48

Для подтверждения полученного результата были произведены расчеты интервального времени твердой фазы ($\Delta T_{тв}$), которое содержится в уравнении зависимости « ΔT -Кп». Согласно принятой для месторождений Томской области модели, интервальное время (в мкс/м) для глин принято 253, для непористых песчаников – 172, а для карбоната (кальцита) – 158. Судя по результатам расчета (табл. 3), пласты Герасимовского месторождения карбонатизированы, так как имеют более низкие значения $\Delta T_{тв}$, чем у песчаника. Косвенным образом на практически безглинистый состав коллектора пласта Ю₁¹⁻² Герасимовского месторождения указывает тесная ($R^2 = 0.673$) связь интервального времени с пористостью.

Таблица 3

Результаты расчета интервального времени твердой фазы ($\Delta T_{тв}$) пластов Герасимовского и Крапивинского месторождений

Месторождение	Пласты	Уравнение связи	$\Delta T_{тв}$, мкс/м	Прогноз литологического состава
Герасимовское	Ю ₁ , Ю ₂ , Ю ₇	$K_n=0,235\Delta T-39,4$	167,77	Карбонатизированный песчаник
	М	$K_n=0,229\Delta T-36,6$	159,88	Интенсивно карбонатизированный песчаник
Крапивинское	Ю ₁	$K_n=0,2\Delta T-35,0$	175	Слабглинистый песчаник

Таким образом, проведенные исследования позволяют сделать следующие заключения:

- Отличительной особенностью отложений коры выветривания является аномально низкая радиоактивность, скорее всего, связанная с гидротермально-метасоматическими процессами при ее образовании.
- Пласты-коллекторы всего стратиграфического интервала нефтегазоносности карбонатизированы, что объясняет невозможность использования относительной амплитуды ПС для оценки пористости коллекторов.
- Петрофизические уравнения, используемые на месторождениях для подсчета запасов (пористости, нефтегазонасыщенности), содержат уникальную информацию о составе коллекторов, которая может быть использована при их систематизации.

Выявленные закономерности ставят ряд вопросов генетического плана. Во-первых, какой механизм формирования коры выветривания, при котором произошло ее обеднение радиоактивными элементами и какими? Во вторых, и это главное, почему, собственно, разновозрастные отложения (пласты-коллекторы) в границах Герасимовского месторождения подверглись одним и тем же изменениям (карбонатизации) во всем вертикальном диапазоне нефтегазоносности? Как это согласуется с осадочно-миграционной теорией образования углеводородов? Чем отличается Герасимовское месторождение от других месторождений углеводородов, на которых эти закономерности не проявлены? Все эти вопросы необходимо решать.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МЕТОДИКИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ СЪЕМОК ДЛЯ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ КАЗАХСТАНА

Ж.Ж. Саурыков

Казахский национальный технический университет им. К. И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

В настоящее время произошло принципиальное изменение аппаратного оснащения гравиметрических исследований, что позволяет проводить высокоточные съемки со смещением нуля-пункта несколько микрогал в день и автоматической записью результатов. Топографо-геодезическое обеспечение гравиметрических работ осуществляется с применением систем спутниковой навигации, электронных тахеометров и другого оборудования, позволяющего определить плановое и высотное положение гравиметрических пунктов с погрешностью несколько миллиметров. В соответствии с аппаратными возможностями резко возросла точность и производительность работ.

При наземных гравиметрических съемках на территории Казахстана используются гравиметры серии CGAutograv. Данные гравиметры представляют собой высокоточные приборы с погрешностью измерения ± 0.001 мГал, с диапазоном без перестройки более 8000 мГал, со статическим смещением нуля-пункта менее 0.02 мГал в день.

Проложение маршрутов, вынос в натуру, плановую и высотную привязку пунктов гравиметрических наблюдений выполняют одновременно с рядовой гравиметрической съемкой с использованием спутниковой системы позиционирования GPS.

Поскольку месторождения углеводородов в Казахстане в основном локализируются в Прикаспийской впадине, то в результате того, что гравитационное поле в данном районе осложнено многочисленными интенсивными аномалиями, связанными с проявлением солянокупольного диапиризма, выделение нефтеперспективных структур в подсолевой части разреза по данным гравиметрии в таких условиях существенно затруднено. Сложное геологическое строение Прикаспийской впадины требует применения адекватных методологических приемов интерпретации.

При интерпретации гравитационного поля необходимо учитывать следующие геолого-геофизические условия:

- Постоянное чередование куполов и соизмеримых с ними межкупольных зон не позволяет рассматривать гравитационный минимум над соляным куполом как изолированную аномалию.
- Существенное уплотнение надсолевых отложений с глубиной делает неэффективным применение способов интерпретации, разработанных для тел с постоянной плотностью.
- Незначительная разность плотностей надсолевых отложений и соли при ее неглубоком залегании приводит к неуверенному (зачастую ошибочному) определению положения кровли соли в интервале глубин 0-1 км.
- Сложная форма соляных куполов в плане затрудняет и даже делает невозможным выбор оптимального положения интерпретационного профиля, в связи с этим целесообразно применять методы объемного моделирования.

Процесс моделирования основан на многократном решении прямой задачи при интерактивном подборе геометрии слоёв и их плотности с целью последовательной минимизации невязки наблюдаемого и расчётного полей до величины допустимой погрешности.

Не вызывает сомнений, что возможности гравиразведки на современном этапе вступают в противоречие с существующими инструктивными требованиями к ее проведению. В настоящее время нет никаких причин для применения упрощенных формул при вычислении поправок и редукиций в гравиметрические наблюдения. Действующая «Инструкция по гравиразведке» выпущена в 1980 году [1]. Она ни в коей мере не отражает реалии современной съемки и сдерживает повышение геологической эффективности гравиметрические исследований, которое невозможно на основе прежних методик наблюдений, технологий обработки и интерпретации.

До настоящего времени на территории Казахстана для расчета трудозатрат основных исполнителей при составлении сметно-финансовых расчетов на гравиразведочные работы применялись Временные проектно-сметные нормы (ВПСН) на геофизические работы. Внедрение в производство новейших технологий, высокоточных гравиметров типа CG Autograv, компьютеров при выполнении гравиразведочных съемок, позволяет значительно повысить производительность работ как при выполнении полевых измерений с гравиметрами, так и при обработке полученных результатов [2]. Использование автоматизированных гравиметров при измерениях, усовершенствованная методика выполнения работ, обработка данных измерений на персональных компьютерах требуют пересмотра норм времени на их проведение. В настоящее время ведутся работы по определению норм времени на проведение гравиразведочных работ.

Литература

1. Инструкция по гравиразведке / Министерство геологии СССР. – М.: Недра, 1980. – 80 с.
2. Методическое руководство по проведению гравиметрических исследований при геологоразведочных работах. - Астана: Комитет геологии и недропользования МЭМР РК, 2008. – 130 с.

МНОГОКОМПОНЕНТНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА 4С

Д.Н. Туребекова А.Б. Усенова

Научный руководитель старший преподаватель Г.К. Умирова

Казахский национальный технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

В настоящее время круг вопросов, стоящих перед нефтегазовой сейсморазведкой, значительно расширяется. С внедрением трехмерной сейсморазведки (3С) и ростом вычислительных мощностей стал возможным переход от решения структурных задач к количественной оценке коллекторских свойств перспективных интервалов разреза, то есть определение положения коллектора в разрезе, а также прогноз типа флюида-порозаполнителя, количественная оценка пористости, трещиноватости, степени нефтегазонасыщенности. Эти задачи не могут быть однозначно решены только методом продольных волн, поскольку требуют знания всего набора сейсмических данных, связанных с упругими свойствами среды.

Основные надежды повышения эффективности сейсморазведки связывают с применением многокомпонентной сейсморазведки, базирующейся на совместном использовании продольных, поперечных и обменных волн. Этим обуславливается актуальность выбранной темы.

Многокомпонентная сейсморазведка позволяет повысить точность и надежность построения структурных особенностей границ за счет независимых измерений по волнам разных типов, получать дополнительные сведения о составе и свойствах слагающих изучаемый разрез пород, прогнозировать литологические изменения по латерали, а также локализовать по разрезу и по площади зоны упорядоченной трещиноватости, оценить напряженное состояние пород.

Свойства, благодаря которым используются поперечные волны:

- возможность распознавания различных физических свойств;
- они менее чувствительны к флюидам;
- эти волны распространяются с малой скоростью;
- поляризация: двойное преломление поперечных волн или явление двойного преломления.

Не всегда регистрируются все 4 компонента: иногда производится запись только 2 или 3 компонента (в морских условиях это возможно только с помощью уложенного по дну моря сейморазведочного кабеля, т.к. вода не пропускает поперечные волны). В отдельных случаях для приема используются установленные на дно моря гидрофоны. Обработка 3 или 4 компонента, принятых таким гидрофоном, позволяет получить поля Р волн и S волн.

Проблемы, существующие с регистрацией поперечных волн, дополняются тем, что произвести возбуждение поперечных волн достаточной энергии технически также очень сложно. Поперечные волны зависят от свойств матрицы и практически не зависят от насыщающего поры флюида. Волны сжатия, наоборот, сильно зависят от порового пространства и насыщающего их флюида. При этом снижается скорость волн, а также резко снижается акустическая жесткость и отражающая способность границ пластов.

Поэтому часто регистрируют не истинно поперечные волны, а обменные волны, возникающие при отражении продольных волн (Рис.1).

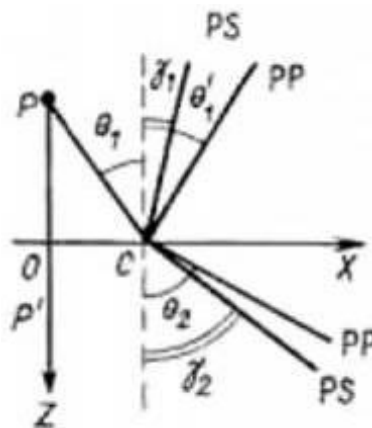


Рис. Схема отражения и преломления продольных и поперечных волн.

Работы на обменных волнах не требуют никаких дополнительных затрат. Используют направленную вниз продольную Р-волну с обменом, изменяющую в самой глубокой точке проникновения свой тип на восходящую поперечную S-волну. Тем самым для возбуждения обменной волны требуется лишь источник продольных волн, а для регистрации — приемники для поперечных волн. Т.е. при многокомпонентных работах, возбуждая продольные волны, регистрируется, помимо продольных волн, поле обменных волн, содержащее в себе информацию о поперечных волнах.

Использование данных регистрации обменных волн дает возможность:

- определять литологию коллекторов и состав содержащихся в них флюидов: отношение V_p/V_s является для этого отличным индикатором;
- получать изображения слабо наполненных газовых скоплений;
- проводить анализ систем трещин.

Литература

1. Куликов В. А., Куликов В.М., Подберезный М.Ю. Многоволновая сейсморазведка – Новосибирск, 2006.
2. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. «Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа, – Томск, 2004.

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ РАСЧЕТОВ ОРТОГОНАЛЬНЫХ ФУНКЦИЙ ПРИ ТРАНСФОРМАЦИЯХ ГРАВИТАЦИОННЫХ И МАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ.

Д. В. Федоренко

Научный руководитель доцент Е. В. Гусев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При качественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий широко используются различные трансформации. При этом обычно используются векторные величины, направленные вертикально, такие как $V_z, Z (\Delta T)$. Но зачастую возникает необходимость в расчете горизонтальных составляющих поля по значениям вертикальных (ортогональные преобразования). Используются эти преобразования, например, для расчета псевдогравитационных полей (напряженность V_z , полученная через расчет магнитного потенциала из

значений магнитного поля), а также для количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий векторным способом.

С математической точки зрения, две функции одной и той же переменной $\varphi(x)$ и $f(x)$ называются ортогональными на промежутке (α, β) , если интеграл их скалярного произведения, взятый в пределах от α до β , равен нулю:

$$\int_{\alpha}^{\beta} \varphi(X) \cdot f(X) dX = 0$$

$$\int_{\alpha}^{\beta} \varphi(Y) \cdot f(Y) dY = 0$$

В этом смысле в геофизике ортогональными считаются функции V_{zz} и V_{zx} , H и Z . Вопрос о вычислении H по заданному распределению Z в двумерном виде подробно рассмотрен ещё И. М. Пудовкиным (1950), палеточные методы расчета H по Z рассматривали А. А. Логачёв (1973), V_{zx} и V_{zy} по V_{zz} - К. Ф. Тяпкин.

Вычисление горизонтальной составляющей через вертикальную сводится к вычислению интеграла по профилю.

$$V_{zx}(0) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{V_{zz}(x)}{x} dx$$

Введя в это выражение значение V_{zz} в точке $x=0$, получим исходную формулу для расчета.

$$V_{zx}(0) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{V_{zz}(x) - V_{zz}(0)}{x} dx$$

Так как подынтегральная функция при x , стремящемся к нулю, превращается в dV_{zz}/dx , то есть нигде не обращается в бесконечность, вычисление интеграла может быть выполнено беспрепятственно, и сам интеграл заменен суммой.

Одним из наиболее простых и удобных для компьютерных вычислений алгоритмов расчета ортогональных составляющих является алгоритм С. В. Шалаева:

$$V_{zx}(0) = \sum_0^5 C_n [V_{zz}(x_n) - V_{zz}(x_{-n})]$$

Значения коэффициентов C_n , используемых в данной формуле приведены в таблице:

Таблица

n	0	1	2	3	4	5
x_n	0.5	1	2	4	8	16
C_n	0.52454	0.29708	0.25267	0.23542	0.22779	0.22415

Для практических расчетов формула неудобна из-за того, что начальное значение функции берется на полушаге от расчетной точки. Однако её можно упростить, считая, что значения поля между точками измерений изменяются по линейному закону. Тогда, изменив первый коэффициент, формулу можно привести к виду, где используются значения функции на целочисленных значениях шагов от исходной точки, что удобно для компьютерных расчетов:

$$V_{zx}(0) = \sum_1^5 C_n [V_{zz}(x_n) - V_{zz}(x_{-n})]$$

Продолжение таблицы

n	1	2	3	4	5
x_n	1	2	4	8	16
C_n	0,55935	0.25267	0.23542	0.22779	0.22415

Задачей исследований являлась оценка достоверности расчетов ортогональных функций при применении рассматриваемого алгоритма. Для этого по аналитическим зависимостям рассчитывались графики V_{zz} и V_{zx} , а затем графики V_{zz} пересчитывались в V_{zx} по формуле С. В. Шалаева и сравнивались с теоретическими.

Такие пересчеты V_{zx} через V_{zz} проведены для двумерных (параллелепипеды различной формы) и трехмерного (сфера) тел.

В качестве примера двумерных тел были выбраны три вида параллелепипедов. На рис.1 приведены параметры первого параллелепипеда, размеры которого 100 на 100 метров. Формула Шалаева применялась для

пересчета V_{zz} в V_{zx} с расчетными шагами 100, 50, 25, 10 и также 5 метров. В данной работе приведены примеры худшего результата при шаге 10 метров и лучшего результата при шаге 50 метров.

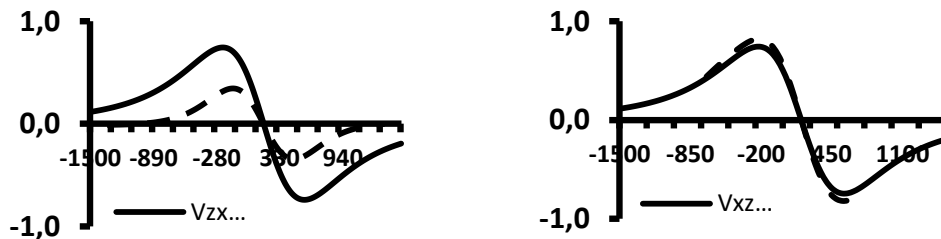


Рис. 1. Результаты расчетов V_{zx} по V_{zz} для параллелепипеда квадратного сечения со стороной 100 метров, глубина верхней кромки 630 метров, избыточная плотность 0,4 г/см³, шаг задания функции 10 (а) и 50 метров (б).

Так как окно съемки составляет 32 точки по 16 с каждой стороны, ширина расчетного окна составляет 32 точки, умноженные на расчетный шаг. При наилучшем результате размер расчетного окна (1600 метров) равен ширине аномалии по точкам её перехода через ноль.

Следующий пример параллелепипеда – вытянутое по латерали тело с размерами 60 на 800 метров. Шаги для пересчета также были выбраны от 100 до 5 метров, на рис. 2 приведены графики пересчитанного V_{zx} с шагами 25 и 10 метров. Лучший результат получен при шаге 25 метров. В этом случае также ширина расчетного окна при наиболее удачном расчетном шаге в 25 метров равна ширине аномалии.

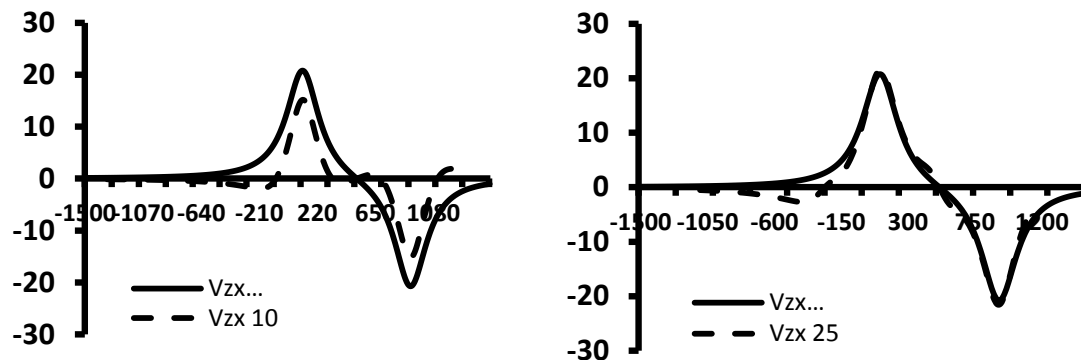


Рис. 2. Результаты расчетов V_{zx} по V_{zz} для горизонтально вытянутого параллелепипеда 60x800 метров, глубина верхней кромки 120 метров, избыточная плотность 0,4 г/см³, шаг задания функции 10 (а) и 25 метров (б).

Для параллелепипеда, вытянутого на глубину, с размерами 700 на 60 метров (рис. 3), наблюдаются аналогичные закономерности. Шаги для пересчета выбраны равными 20 и также 10 метрам, лучший результат получен при шаге 20 метров, ширина аномалии равна 650 метрам.

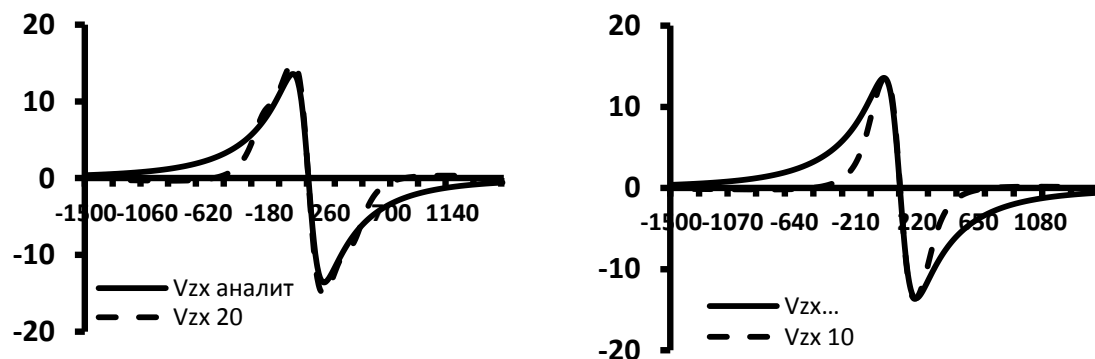


Рис. 3. Результаты расчетов V_{zx} по V_{zz} для вертикально вытянутого параллелепипеда 700x60 метров, глубина верхней кромки 110 метров, избыточная плотность 0,4 г/см³, шаг задания функции 20 (а) и 10 метров (б).

В качестве примера пересчета V_{zz} в V_{zx} для трехмерного тела выбрана сфера, ее параметры приведены на рис. 4. Для пересчета использовались шаги 50, 25, 15, 10 и 5 метров. На рисунке приведены графики, построенные с шагами 25 и 10 метров. Очевидно, что лучший результат получен при шаге 25 метров. В этом случае ширина расчетного окна равна абсциссе полумакуса исходной аномалии V_{zz} .

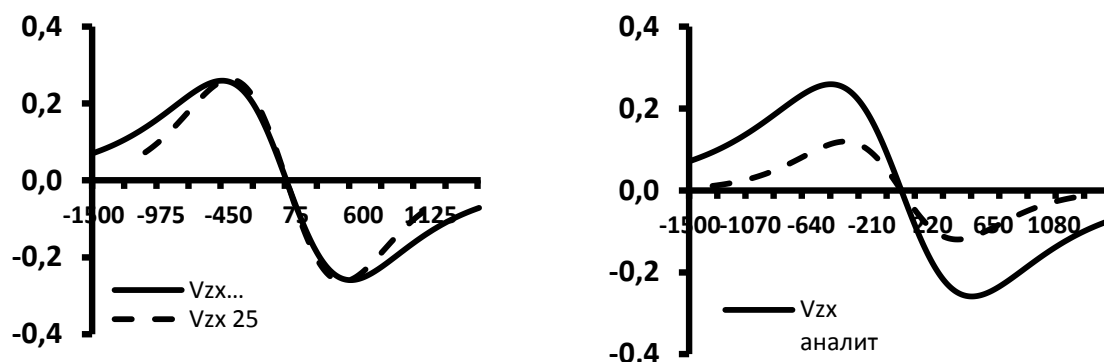


Рис. 4. Результаты расчетов V_{zx} по V_{zz} для сферы, глубина до центра 1000 метров, радиус 300 метров, избыточная плотность $0,4 \text{ г/см}^3$, шаг задания функции 25 (а) и 10 метров (б).

Из полученных результатов можно сделать вывод, что при двухмерных телах для достижения наилучшего результата пересчета ширина выбранной палетки, а соответственно шаг съемки, должны быть подобраны так, чтобы они равнялись ширине наблюдаемой аномалии.

Что касается трехмерных тел, то в данном случае ширина выбранной палетки и шага съемки должны равняться абсциссе полумакуса наблюдаемой аномалии.

В случаях, когда шаг съемки, а значит, и ширина расчетного окна меньше или больше ширины аномалии для двухмерных тел и абсциссы полумакуса для трехмерных тел, результаты получаются неудовлетворительными, и пересчитанная кривая V_{zx} мало соответствует аналитической кривой.

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ И ПРИРОДЫ АНОМАЛИЙ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ УЧАСТКОВ ВАСИЛЬЕВСКОГО ЗОЛОТОРУДНОГО УЗЛА (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ).

Д. М. Шарафиев, И. М. Шарафиев

Научный руководитель доцент А.Н. Орехов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бодайбинский район - одна из крупнейших золоторудных провинций России. История ее изучения насчитывает более 150 лет и связана главным образом, с освоением и разработкой золотоносных россыпей [2,3]. В последнее время, по мнению многих геологов, этот район считается перспективным на обнаружение коренных месторождений золота, в поисках которых значительная роль отводится геофизическим методам, поскольку район относится к закрытым территориям [1]. Данные геофизических методов существенно повышают эффективность принятия решения о дальнейшем изучении тех или иных участков. Однако интерпретация полученных геофизических данных существенно осложнена из-за отсутствия моделей исследуемых объектов, а также информации о физических свойствах измененных пород минерализованной зоны и вмещающей среды. Только с учетом всех основных закономерностей влияния рудного процесса на изменения физических свойств пород, и, соответственно, на изменение структуры наблюдаемых физических полей, можно уверенно интерпретировать получаемые в ходе полевых работ материалы.

В качестве примера рассмотрены результаты работ на одном из участков Васильевского золоторудного узла. Поскольку для поисков золоторудной минерализации геофизическими методами в пределах этого узла не существует надежной петромагнитной модели объекта поисков, нами была составлена априорная модель, в основу которой положены результаты геолого-геофизических работ прошлых лет в этом районе.

Главным поисковым критерием рудных объектов, который отличает их от других объектов данного типа этого региона, является обратное остаточное намагничение (практически 180 градусов к современному). Характер магнитных аномалий определяется, главным образом, величиной и направлением вектора намагничения. Основным носителем магнетизма пород района является пирротин, в ряде случаев (в породах, не содержащих углерод) – магнетит. Обратное остаточное намагничение пород минерализованной зоны было выявлено в результате петромагнитных исследований (Кулаков А. Р. и др., 1981). Скорее всего оно является следствием воздействия гидротермально-метасоматических процессов. Из этого следует, что участки, затронутые гидротермально-метасоматическими изменениями, должны картироваться слабоинтенсивными отрицательными аномалиями магнитного поля.

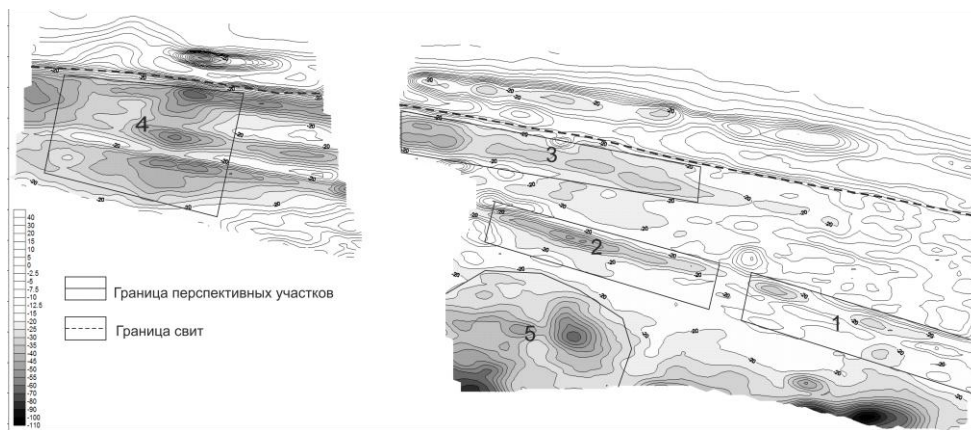


Рис. План изодинам остаточного магнитного поля по результатам работ масштаба 1:10 000

В остаточном магнитном поле участка отчетливо выделяются геологические границы пород с разным уровнем намагниченности. Вдоль северной границы участка прослеживается область положительных значений интенсивностью до 40 нТл (рис.). Она представляет край зоны повышенной намагниченности, которая в пределах участка съемки масштаба 1:10000 полностью не изучена. Основную (южную часть) площади участка занимает фоновое отрицательное магнитное поле, тренд которого нарастает в западном направлении. В целом магнитное поле в пределах участка картирует отложения двух разных литотипов. Область положительного магнитного поля картирует отложения илигирской свиты, которые представлены переслаиванием известковистых песчаников и алевролитов, а область слабо пониженного поля отмечают образования догалдынской свиты, которая сложена песчаниками различного состава и сланцами, в том числе чёрными.

В структуре магнитного поля, главным образом, выделяются четыре субпараллельные зоны отрицательного магнитного поля запад-северо-западного простирания. Одна из этих аномалий, с наибольшей амплитудой, расположена в северной части, в отложениях илигирской свиты. Эта область локализована в положительном магнитном поле, что указывает, вероятнее всего, на проявление здесь гидротермально-метасоматических процессов. Еще одна ярко выраженная линейно-вытянутая отрицательная аномалия расположена в центре участка. Она соответствует Миллионному сбросо-сдвигу, обладает меньшей интенсивностью, так как локализована в отложениях догалдынской свиты, а основным ферромагнитным минералом ее является гидротермальный пирротин. Предположение о проявлении здесь гидротермально-метасоматических процессов требовало подтверждения. Для этого в восточной части аномалии вкрест ей были пройдены две канавы, которые вскрыли минерализованную зону.

Севернее Миллионной зоны прослеживается ещё одна слабозаметная отрицательная аномалия, интенсивность которой заметно снижается в юго-восточном направлении. Ещё севернее, ближе к границе с положительным полем, прослеживаются две сближенные слабоинтенсивные линейно-вытянутые отрицательные аномалии, которые в наблюдаемом поле проявляются практически как одна интенсивная отрицательная аномалия ($\Delta T = -15 \div -35$ нТл). Однако в остаточном поле эти аномалии однозначно разделяются между собой узкой зоной положительных значений ΔT .

Все эти линейно вытянутые аномалии магнитного поля сходятся в западной части участка и образуют одну седловидную аномалию, которая приурочена к замковой части антиклинальной складки, и веерообразно расходятся в восточном направлении. Между линейными отрицательными аномалиями наблюдаются узкие строго параллельные им зоны повышенных значений ΔT , появление которых может быть связано исключительно с формой кривых напряженности магнитного поля над крутопадающими пластами и влиянием нижней кромки пласта. Необходимо отметить, что интенсивность аномалий растет в западном направлении, а ширина аномалий уменьшается. Одной из причин этого может быть разный уровень эрозионного среза.

Вдоль южной границы участка протягивается область отрицательного магнитного поля интенсивностью от -30 до -100 нТл. По направленности изолиний, форме аномалий и другим признакам эта область отличается от остальной части магнитного поля участка. Здесь наблюдается наиболее интенсивная отрицательная аномалия (до -110 нТл). В пределах участка она изучена лишь фрагментарно, но по материалам съёмки масштаба 1:25 000 эта зона является частью линейной структуры, явно подверженной гидротермально-метасоматическим процессам.

На основе анализа карты изодинам магнитного поля можно сделать следующие выводы:

1. В магнитном поле области гидротермально-метасоматических изменений выделяются как линейно вытянутые субпараллельные зоны отрицательного магнитного поля запад-северо-западного простирания.

2. В пределах участка хорошо проявлены тектонические нарушения разного направления, главным образом - северо-восточного. Кроме отмеченных предполагаемых тектонических нарушений северо-восточного направления, в магнитном поле участка можно проследить нарушения меридионального направления. Там, где они пересекаются между собой (главным образом восточная часть участка), структура физических полей заметно усложняется, появляются области размытого магнитного поля, явно связанные с наложенными процессами, что значительно повышает их перспективы на оруденение.

3. По особенностям структуры магнитного поля нами выделено пять наиболее интересных участков с точки зрения оруденения (рис.).

Литература

1. Иванов А.И. Опыт прогнозирования, поисков и оценки новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе // Отечественная геология, – 2008. – №6. – С. 11-16.
2. Сафонов Ю.Г. Золоторудные и золотосодержащие месторождения мира - генезис и металлогенический потенциал // Геология рудных месторождений, – 2003. – Т. 45, №2 – С. 305-320
3. Вилор Н.В., Кажарская М.Г., Чупарина Е.В., Коткин В.В., Дейс С.Ю. Распределение концентраций золота в месторождениях Бодайбинского рудного района // Руды и металлы, – 2007, – №1 – С. 34-43.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРА НА АМПЛИТУДНЫЙ СПЕКТР СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А. А. Шатская

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод математического моделирования получил распространение в сейсморазведке примерно с середины 60-х годов. Использование синтетических сейсмограмм, являющихся результатом решения одномерной динамической задачи, имеет следующие цели:

1) теоретические исследования распространения волн в сложных средах с целью изучения принципиальных связей между строением модели и структурой образующегося в ней сейсмического поля, а также с целью экспериментальной проверки аналитических решений;

2) прогнозирование волновых полей для заданных сейсмогеологических условий с целью обоснования проектируемой методики сейсморазведки путем анализа свойств полезных и мешающих волн;

3) сопоставление расчетных волновых полей с наблюдаемыми при обработке и интерпретации разведочных материалов с целью оптимизации параметров обработки и повышения полноты и достоверности геологической интерпретации ее результатов. [5]

Переход к двумерному сейсмическому моделированию, т. е. к использованию синтетических временных разрезов, означал не просто увеличение количества синтезируемых трасс, а качественно новый уровень реализации метода моделирования. Речь идет об открывшейся возможности применения математического моделирования непосредственно в процессе интерпретации данных сейсмических наблюдений. В целом это позволило получить важные для практики интерпретации выводы о том, какие особенности и признаки нужно искать на реальной сейсмозаписи при изучении того или иного геологического объекта. [6]

Задача данной работы – на основании решения прямых задач найти способы анализа волновых полей для выявления трещиноватых областей. Сейсмические трассы можно анализировать как во временной области, так и в частотной. В настоящей работе анализ будет проводиться в частотной области. Поэтому наша задача - на основании численного моделирования выяснить влияние трещиноватости на спектральные свойства отраженных сигналов. Расчеты проводились конечно-разностным методом в рамках модели гипопругой хрупкой среды, т.к. именно такая среда описывает механизмы распространения волн в трещинах, заполненных флюидом. [7]

На первом этапе работы был создан алгоритм для построения модельного разреза. Программа написана на языке программирования Fortran. В текстовом файле описываются условные скважины – точки на профиле, для которых известны следующие свойства: глубина скважины, границы пластов, скорость распространения сейсмической волны (плотность принимается постоянной и равной $2,0 \text{ г/см}^3$, т.к. она незначительно влияет на акустическую жесткость). После задания этих условий программа рассчитывает параметры среды между двумя скважинами и строит сейсмогеологическую модель участка профиля в виде двухмерного изображения, состоящего из элементарных ячеек различного цвета. Цвет ячейки определяется присущей для нее скоростью волны (рис.1). В данной работе мы приняли параметры вмещающей среды $V_p=3000 \text{ м/с}$, $V_s=2000 \text{ м/с}$, $\rho=2000 \text{ кг/м}^3$, параметры слоя $V_p=2000 \text{ м/с}$, $V_s=1500 \text{ м/с}$, $\rho=2000 \text{ кг/м}^3$, сверху расположена линия «источник-приемник». В центре среднего слоя задали трещиноватую область с более низкой скоростью $V_p=1800 \text{ м/с}$.

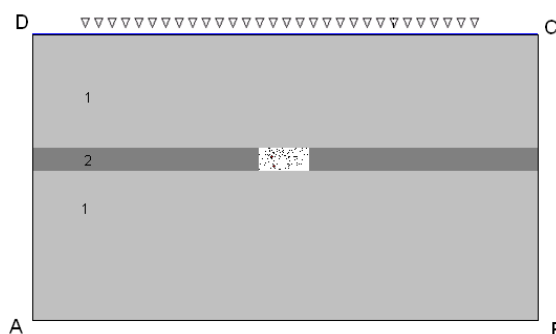


Рис.1 Модель среды с низкоскоростным пластом, содержащим зону трещиноватости с трещинами 1-го типа (отрыва), трещиноватость 2%.

1 – вмещающая среда, 2 – слой с трещиноватой зоной, ▽- падающая волна.

Результатом решения прямой динамической задачи обычно является сейсмическая трасса в виде импульсных коэффициентов отражения, которые затем подвергаются свертке с импульсом, моделирующим сейсмический сигнал. [6] Коэффициенты отражения, присущие каждой резкой границе изменения акустических свойств среды, определяются из начальных условий по формуле:

$$K_{отр} = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{\gamma_2 + \gamma_1}, \quad \gamma = V \cdot \sigma,$$

где V – скорость акустической волны в пласте, σ – плотность породы пласта. [2]

Форма импульса регистрируемой волны зависит от особенностей источника, явлений на границах, поглощающих свойств среды, условий приема и записи колебаний. Вследствие изменчивости этих факторов форму сейсмического импульса в каждом случае можно определить только экспериментально. При этом часто возникают значительные трудности, вызываемые интерференционным характером записи колебаний. Применение импульсных источников (взрыв, удар) приводит к возникновению коротких импульсов с небольшим (до 2-3) числом видимых периодов колебаний. Вблизи источника эти импульсы отличаются резким вступлением, по мере удаления от него вступление становится все более плавным. [5]

Для аналитического представления формы наблюдаемых колебаний предложены различные виды импульсов. Они построены на основе функции гармонических колебаний заданной частоты ω_0 . Успех использования синтетической трассы для целей интерпретации во многом определяется правильным выбором начального приближения этого импульса. [4] Существует несколько подходов к заданию формы сейсмического сигнала. Первый основан на извлечении его из реальной трассы временного разреза путем расчета автокорреляционной функции – операции свертки трассы с самой собой, сдвинутой на определенный шаг. Этот метод дает неплохие результаты, так как сама трасса несет информацию о форме импульса, проходящего через толщу пород [8]. Однако в данной работе мы ставим задачу исследовать общие закономерности отклика среды, не привязываясь к какой-либо конкретной площади и профилю, поэтому в качестве формы импульса будет использоваться импульс Рикера [1]:

$$\dot{U}_y = F(t) = -2\pi f \sqrt{e} (t - t_0) \cdot e^{-2\pi f (t - t_0)^2},$$

где \dot{U}_y – компонента скорости смещения. Этот импульс характеризуется высокой плавностью функции, ее производных и спектра. Исходные параметры импульса задаются также в отдельном файле.

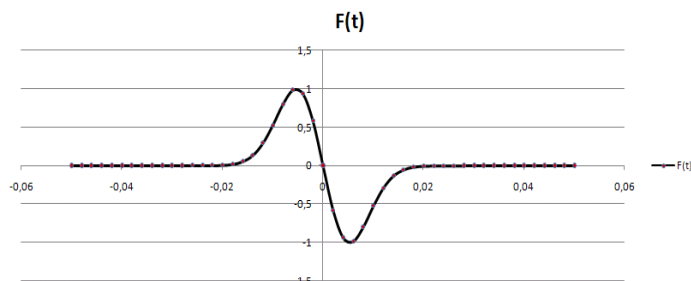


Рис.2. Импульс Рикера

Вторым шагом работы программы является построение модельного сейсмического поля по заданным параметрам среды и форме исходного сигнала путем свертки трассы коэффициентов отражения с функцией исходного сигнала. Можно задавать шаг вычисления сейсмических трасс и анализировать получаемое волновое поле. На рисунке 3 видим, что участок с пониженной скоростью формирует дополнительные возмущения в волновой картине.



Рис. 3. Модельный сейсмический разрез, рассчитанный по заданным параметрам среды

На втором этапе нашей работы была решена задача о падении плоской упругой волны на среду, содержащую слой, в котором случайно заданы трещины. Исходная модель остается прежней – слой с низкими значениями скорости и плотности залегает между плотными высокоскоростными пластами, но теперь в центре среднего пласта задается множественная трещиноватость – 2% трещин первого типа. Зона трещиноватости (участок другого цвета в центре слоя 2 на рис. 1) составила 1600 расчетных точек – это 32 трещины. Отдельная трещина описывается двумя берегами и вершинами. Берега трещин расположены горизонтально, так что трещины ведут себя как трещины первого типа (трещины отрыва).

Выявление зон, в которых повышена трещиноватость, проводится на основе анализа аномальных скоростей в пласте. Характерными их особенностями являются следующие:

1) Аномальный рисунок волнового поля, обусловленный нарушением фазовой корреляции до полного исчезновения регулярной записи (по нарастанию степени нарушения отражений: вертикальные и субвертикальные смещения осей синфазности, снижение прослеживаемости отражений, прерывистость отражений, лоскутный характер отражений, разнонаклоненность фрагментов осей синфазности и, наконец, хаотический рисунок волнового поля);

2) Аномалия амплитуды (снижение интенсивности отражений);

3) Изменчивость формы импульса отраженной волны (снижение когерентности отражений);

4) Аномалия частотного состава сейсмозаписи;

5) Аномальное снижение скоростей суммирования ОГТ, достигающее 600 м/с;

6) Аномальное возрастание частотно-зависимого поглощения.[3]

Заданная в нашей модели трещиноватость среды приводит к возникновению рассеянных волн и явлению дифракции. Эти особенности хорошо видно на получившейся модельной сейсмограмме (рис.4). Таким образом, каждая отдельная трещина при прохождении через нее знакопеременного импульса порождает область дифракции. На сейсмограмме хорошо виден общий вклад области дифракции в волновое поле – дифракция начинается сразу после образования отраженной волны с 50 мс и к 175 мс достигает краев модели. На сейсмограмме в центре выделена пунктирная линия – примерный центр наблюдения. Для этой линии справа на рисунке 4 приводится верхняя часть трассы с указанием положительной и отрицательной фаз.

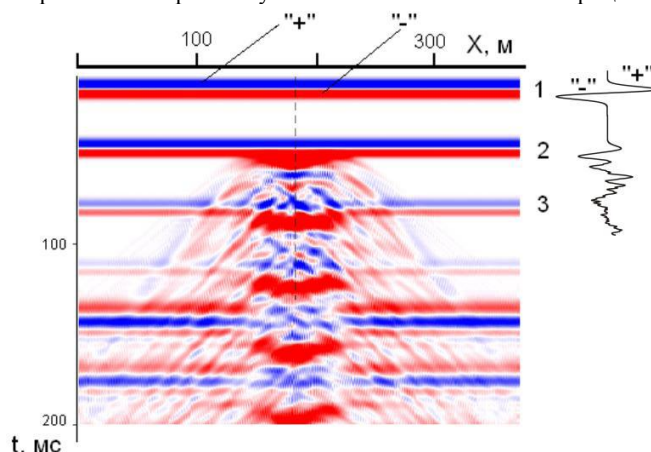


Рис.4. Модельная сейсмограмма. Знаками “+” и “-” показаны положительная и отрицательная фазы импульса Рикера. Цифрами обозначены: 1 - падающая волна, 2 - отражение от кровли слоя, 3 - отражение от подошвы слоя. Слева приведен участок трассы для пунктирной линии

Для дальнейшего анализа берется часть трассы между цифрами 2 и 3 (512 точек), то есть отраженная волна. В таком окне проводится преобразование Фурье, и оно же выполняется для исходного импульса Рикера,

то есть для падающей волны. Для иллюстрации ниже будут приводиться только модули комплекснозначных амплитудных спектров Фурье, которые для краткости будем называть спектрами.

Для исследования отраженных волн именно в спектральной области нас побудил эксперимент, описанный в [9]. Суть его в том, что исходный сигнал (сигнал А в случае лабораторного эксперимента), распространяясь в поглощающей среде (образец песчаника, как и любое реальное тело, является поглощающим), записывается затем в виде сигнала В со спектром, существенно лишенным высоких частот. В нашей работе была поставлена задача исследовать поведение спектра исходного импульса и спектра отраженных волн, полученных при математическом моделировании, и сравнить результаты с исследованием этих же параметров описанным выше физическим путем.

Расчитанные спектры построены на рисунке 5. Хорошо видно, что максимум спектра отраженной волны явно сместился вправо. Кроме того, если для частот около 20 Гц амплитуды спектров в трещиноватой и сплошной средах сопоставимы, то в диапазоне от 30 до 50 Гц можно говорить об отличиях на порядок.

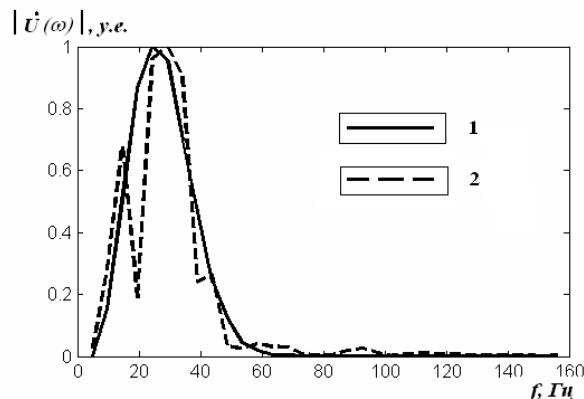


Рис. 5. Спектры падающей (1) и отраженной (2) волн для модели упруго хрупкой среды

Таким образом, на основе численного моделирования и сравнением с экспериментальными данными установлено, что спектр волны, отраженной от трещиноватой области, при упруго-пластическом поведении среды резко теряет часть высоких частот и уверенно отличается от спектра волны в сплошной среде. В дальнейшем планируется использовать результаты данной работы для исследования и выделения трещиноватых зон на реальных сейсмических временных разрезах.

Литература

1. Nielsen P. Numerical modelling of seismic waves: on the elimination of grid artifact. – Bergen, Norway, 1994. – 47 p.
2. Бондарев В.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 690 с.
3. Говоров С.С., Аксакалова Ю.С., Савинов А.В. Прогноз областей развития трещинных коллекторов в карбонатных отложениях // Первая Всероссийская заочная конференция "Проблемы повышения газонефтеотдачи месторождений на завершающей стадии их разработки и эксплуатации ПХГ", Северо-Кавказский государственный технический университет, 2005.
4. Гогоненков Г.Н. Расчет и применение синтетических сейсмограмм. – М.: Недра, 1972. – 140 с.
5. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка: 3-е изд., переработанное. – Москва, Недра, 1980. – 551 с.
6. Корягин В.В., Сахаров Ю.П. Математическое моделирование в сейсморазведке. – М.: Наука, 1988. – 156 с.
7. Немирович-Данченко М.М. Возможности обнаружения множественной трещиноватости сплошной среды на основе оценки спектральной плотности энергии отраженного сигнала / М. М. Немирович-Данченко // Технологии сейсморазведки, – 2009. – № 4. – С. 32 – 36.
8. Поданева Д.С. Алгоритм построение пластовой модели среды с согласованием данных наземной сейсморазведки и скважинной сейсморазведки // Технология Microsoft в теории и практики программирования. – Томск, 2012. – 112 с.
9. Сейсмическая стратиграфия / под редакцией И.Пейтона. – М., Мир, 1982. – Ч.1. – 375 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИОННЫХ АТТРИБУТОВ ПО ДАННЫМ МОДЕЛИРОВАНИЯ

О.В. Яковенко

Научный руководитель доцент В. П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одномерное сейсмическое моделирование сейсмических процедур является одним из важнейших элементов обработки сейсмических данных, позволяющих осуществить стратиграфическую привязку отраженных волн и решить многочисленные проблемы, связанные с интерпретацией данных. Синтетической сейсмограммой названа такая разновидность теоретических сейсмограмм, расчет которых базируется на тонкослоистой модели среды, основанной на данных каротажа [1].

Объектом исследования выбрано Крапивинское месторождение углеводородов, расположенное на южном склоне Каймысовского свода, которое является сложно построенным и неоднородным по литологической характеристике и петрофизическим свойствам. На месторождении выполнен большой комплекс сейсморазведочных работ, проведены комплексные геофизические исследования скважин (ГИС) и детальный лабораторный анализ керна. Для решения поставленных задач проанализированы данные по 9 скважинам, разрезы которых типичны для месторождения.

В ходе построения геолого-петрофизической модели было проведено сопоставление и привязка данных керна и ГИС, и построены модели распределения акустической жесткости и коэффициентов отражения. Определены параметры пласта, имеющие наиболее тесную связь со следующими методами: метод ПС (*SP*), гамма-каротаж (*GK*), боковой каротаж (*BK*), индукционный каротаж (*IK*), градиент зонд БКЗ (*GZI*). Кроме этого, определены зависимости между данными керна и ГИС. Затем были построены разрезы акустической жесткости для данных скважин и импульсные сейсмограммы. Наличие сред с различными значениями акустической жесткости приводят к образованию границ раздела внутри среды, в результате чего происходит усложнение структуры волнового поля. Величины коэффициентов отражения зависят сложным образом от свойств среды и угла падения исходной продольной волны на границы раздела [2]. При создании синтетической сейсмограммы был выбран импульс Пузырева с несущими частотами 20, 30, 40, 50, 60 Гц. Расчет динамических атрибутов был произведен по данным сейсмической модели во временной области, вычислялись средняя абсолютная амплитуда (*Acp.*), разброс амплитуд или дисперсия (*DA*), среднее значение экстремума (*Amax*), разброс экстремумов (*Damax*), среднее значение периодов (*Tcp.*) и разброс периодов (*DT*) [3, 4]. Амплитудно-частотные атрибуты сигнала были рассчитаны для всех 9 скважин в диапазоне частот от 20 до 60 Гц, с шагом 10 Гц. Полученные таким образом сглаженные частотные спектры служат основой для вычисления следующих динамических параметров отражений:

Энергия когерентной и некогерентной частей записи в различных диапазонах частот $[0-F_N]$, $[F_1-F_2]$, $[F_3-F_4]$, где F_N -частота Найквиста;

Средневзвешенные частоты;

Оценка сжатия.

По результатам корреляционного анализа параметров пласта и полученных динамических параметров во временной области установлено, что самые тесные корреляционные связи имеют время распространения волны в пластах - «временная мощность пласта» (t_{IOI-2} , $t_{IOI-3,4}$) и коэффициент открытой пористости (Kn_{IOI-2} , $Kn_{IOI-3,4}$) для пластов-коллекторов $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3,4}$. Наибольшее количество корреляционных связей для пластов $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3,4}$ получились для следующих параметров пласта: время распространения упругой волны (t), затем по мере уменьшения количества корреляционных связей коэффициент открытой пористости (Kn).

Оставшиеся параметры пласта распределены следующим образом: параметр пористости (Pn), коэффициент глинистости (C_{gl}) и эффективная толщина ($h_{эф}$). В среднем для наиболее тесно связанных параметров коэффициент корреляции изменяется от 0,7 до 0,8. Самые тесные корреляционные связи наблюдаются среди следующих динамических атрибутов во временной области: средняя абсолютная амплитуда ($A_{cp.}$), разброс амплитуд или дисперсия (DA), среднее значение экстремума ($Amax$), разброс экстремумов ($Damax$) и среднее значение периодов ($Tcp.$). Коэффициенты корреляции изменяются от 0,71 до 0,89. Среди динамических параметров отражений, участвующих в анализе, наиболее тесные корреляционные связи с параметрами пласта имеют – энергия когерентной и некогерентной частей записи в различных диапазонах частот (E_s , E_s' , E_s'') и средневзвешенные частоты (F_s) для пластов-коллекторов $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3,4}$. Коэффициенты корреляции для выявленных связей изменяются в пределах от 0,72 до 0,82.

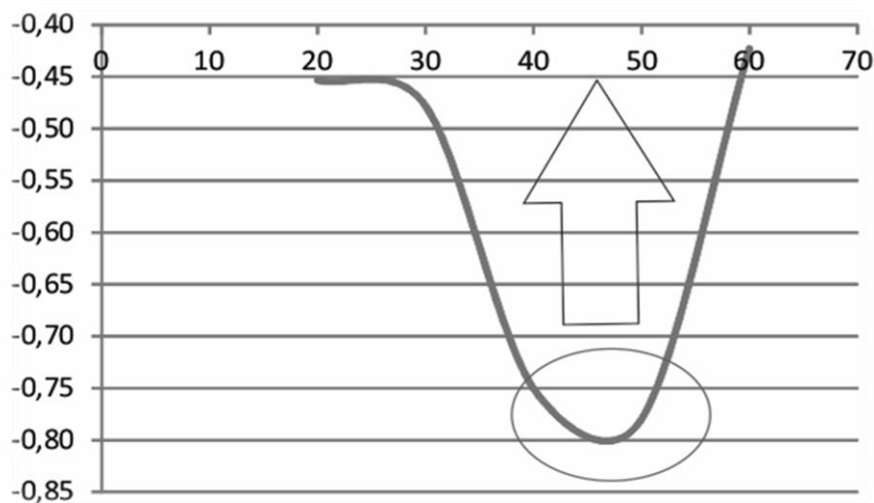


Рис. График зависимости значений коэффициента корреляции от частоты

Таким образом, можно сделать вывод, что по рассчитанным динамическим атрибутам возможно прогнозирование «временной мощности» пласта и коэффициента пористости. Кроме этого, можно использовать

в расчетах такие параметры пласта, как эффективная толщина пласта и параметр пористости, которые имеют закономерную тенденцию изменения в зависимости от рассчитанных динамических параметров, но невысокий коэффициент корреляции. Наибольшее количество тесно связанных зависимостей характерно для частоты 40 Гц, далее по мере увеличения или уменьшения частоты происходит уменьшение количества корреляционных зависимостей и значений коэффициентов корреляции (рис.). Такое изменение, видимо, объясняется неустойчивой динамикой импульсов при высоких частотах.

Литература

1. Гогоненков Г.Н. Расчет и применение синтетических сейсмограмм. – М.: Недра, 1972. – 140 с.
2. Яковенко О.В., Меркулов В.П. Сейсмогеологическое моделирование разрезов верхнеюрских продуктивных коллекторов (на примере Крапивинского месторождения) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного научного симпозиума имени академика М. А. Усова. – Томск, 2011. – Т. 1. – С. 356–358.
3. Михальцев А.В., Мушин И.А., Погожев В.М. Обработка динамических параметров в сейморазведке. – М.: Недра, 1990. - 189 с.
4. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. – М.: Недра, 1989. – 135 с.

Секция 6

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

РОЛЬ ГИДРОГЕОЛОГИИ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В.К. Попов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В этом году исполнилось 150 лет со дня рождения В.И. Вернадского. Подъём уровня мышления до глобальных проблем, ограничение бессмысленного потребительства, умение действовать природосообразно «здесь и сейчас» - вот принципы, выдвинутые В.И.Вернадским и определившие в последствие концепцию устойчивого развития, предлагающую альтернативу перспективе самоуничтожения человечества. Проблема экологической безопасности по-особому звучит именно в этом году, объявленным Годом охраны окружающей среды. Сегодня всё отчетливее стоят глобальные экологические проблемы, связанные с изменением климата, деградацией биосферы, водным дисбалансом, потерей биологического разнообразия. Человечество своим внедрением в геологическую среду и воздействием на неё обособило новый многогранный вид поля – техногенное воздействие на природные воды, определяя водопользование в современных условиях.

Значимость его первой половине прошлого века была оценена гением В.И.Вернадского, который писал: *«Современная вода суши (вода поверхностная целиком, а частью – верховодка, почвенная) есть геологически новое явление в истории планеты, небывалое в прошлые геологические эпохи. Вековечный ход воздействия живого вещества на воды изменён появлением одарённого разума и волей homo sapiens faber. Изменение всей воды суши под его целевым, сознательным, а попутно и бессознательным, влиянием всё увеличивается. В связи с этим идут неисчислимы изменения во всём механизме биосферы. Изменение природных вод культурой есть тот рычаг, которым человек, желая или не желая, это производит»* [1].

В настоящее время вызывает тревогу состояние объектов водопользования в России, в которые ежегодно сбрасывается до 52-х куб.км. сточных вод и только 11% из них сбрасывается очищенными. Вместе со сточными водами в поверхностные водные объекты ежегодно поступает около 11-ти млн.тонн загрязняющих веществ, что вызывает деградацию водных систем. Сегодня не отвечает санитарным нормам около 40% поверхностных и 25% подземных источников питьевой воды. Более 10% российского населения употребляет воду, не соответствующую стандартам безопасности. С грязной питьевой водой возвращаются болезни, о которых забыли в стране. По данным Мирового банка, 88% всех болезней в мире спровоцировано плохим качеством питьевой воды и её дефицитом для гигиенических нужд.

Проблема усугубляется ещё тем обстоятельством, что большинство очистных сооружений городов и посёлков построено в довоенные и послевоенные годы. Наблюдается истощение подземных вод и возрастающее антропогенное загрязнение морских акваторий России. Обостряется проблема загрязнения почв, поверхностных и подземных вод нефтью и нефтепродуктами в регионах, где располагаются основные нефтегазовые месторождения.

Одно из важнейших фундаментальных направлений наук о Земле, изучающее подземные воды земной коры в жидкой, газообразной и диссоциированной формах, связанных физически – на поверхности горных пород, и химически в кристаллической решетке минералов, является гидрогеология. Она изучает размещение и формирование подземных вод в земной коре, состав, режим, ресурсы и их использование исследует гидродинамические закономерности их миграции.

Основные направления современных гидрогеологических исследований, определяющих водопользование общеизвестны:

- исследование ресурсов подземных вод: усовершенствовать существующие и разработать новые методы оценки водных ресурсов с учётом природоохранных мероприятий в условиях интенсификации хозяйственной деятельности и возможных изменений климата;

- обоснование принципов ведения мониторинга подземных вод в различных природно-климатических и антропогенных условиях как составной части общего мониторинга водных ресурсов и окружающей среды;

- теоретическое и количественное моделирование гидродинамических закономерностей фильтрации подземных вод;

- исследование процессов формирования гидрогеохимической зональности, особенно для газов, микрокомпонентов, органических веществ, микроорганизмов и окислительно-восстановительного потенциала;

- исследование надёжности прогнозов изменения качества подземных вод при разведке и эксплуатации их месторождений и управление этим качеством. В первую очередь эти исследования необходимы в современной прикладной геохимии подземных вод хозяйственно-питьевого назначения;

- развитие органической гидрогеохимии – одного из важнейших направлений исследований подземных вод как важнейшего элемента гидросферы Земли и механизма преобразования вещества земной коры. В

настоящее время изучается гидрогеохимия некоторых групп органических веществ естественного происхождения и недостаточно изучена геохимия органических веществ техногенного происхождения;

- исследование геохимических механизмов, управляющих распределением химических компонентов в подземных водах техногенных систем;
- изучение геологической роли подземных вод в эволюции Земли.

Актуальность и безотлагательность проведения современных гидрогеологических исследований продиктовано тем, что вода во второй половине нынешнего столетия будет единственным веществом, первостепенно значимым в промышленном и социально-бытовом потреблении, и сырьем, которое должно стать основой для развития экономики страны.

По прогнозам объем потребления пресной воды сравняется с её доступными ресурсами в 2035-2045 гг. Применение этих ресурсов требует создания развитой инфраструктуры, которая предполагает развитие рынков водозаэффективных, водосберегающих и водоохраных технологий, переход сырьевого хозяйства к высокотехнологичному и обеспечение воспроизводимости и неиссякаемости водных ресурсов.

Перестройка мировой экономики под прессом угрозы глобального водного кризиса формирует спрос на водоемкую продукцию. Неизбежен рост спроса и цен при её реализации, который будет создавать благоприятные условия для экспортеров – водообеспеченных стран. Диктовать цены будут страны, у которых много обладателей патентов, лицензий, ноу-хау, квалифицированных кадров и передовых производств.

В настоящее время возможность развития производства водоемкой продукции в России практически не исследовалась, не изучалась роль водных ресурсов как структурно-образующего и стратегического факторов развития и управления российской экономикой.

Единственный путь к решению этих проблем лежит через образование. Базовые знания специалистов в области формирования и использования подземных вод должны включать фундаментальные основы по дисциплинам:

- физика воды;
- органическая химия воды;
- химия воды и микробиология;
- экономика водопользования и формирования водного рынка;
- управление водными ресурсами и согласование стратегий водопользования между странами.

Междисциплинарная научная проработка решения водных проблем создает альтернативу перспективе возникновения реального водного кризиса.

Вода, в настоящее время неотъемлемый вид человеческой деятельности, а наука о воде позволяет объективно понимать и анализировать природные явления и процессы.

Литература

1. Вернадский В.И. История минералов земной коры. История природных вод // Избранные сочинения. – М.: АН СССР, 1960. т.4. кН.2 С.651.

ОСОБЕННОСТИ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЙ МИКРОРАЙОНА НОВОИЛЬИНКА Г.НОВОКУЗНЕЦКА К.А. Андрианова

Научный руководитель доцент О.Ф. Зятева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Микрорайон Новоильинка – один из интенсивно застраиваемых в г. Новокузнецке. Важнейшим фактором инженерно-геологических условий, как показывает опыт проведения изыскательских работ в пределах сферы взаимодействия сооружений с геологической средой, являются просадочные явления. Также площадка характеризуется наличием пучинистых грунтов, подтопляемостью и сейсмичностью. Перечисленные инженерно-геологические условия требуют при проектировании предусмотреть мероприятия по защите проектируемых зданий и сооружений от опасных инженерно-геологических процессов, в соответствии с требованиями нормативных документов.

Площадка изысканий расположена в микрорайоне № 24 Новоильинского района, где этот процесс широко распространен. Просадки здесь развиваются сравнительно быстро и неравномерны по величине на разных участках.

Следует отметить, что проблема формирования лёссовых пород уже на протяжении многих лет обсуждается специалистами различных направлений: геологами, почвоведом, географами, археологами, строителями. Этот интерес обусловлен не только неясностью их генезиса, но и широким распространением и такими неблагоприятными в строительном и гидромелиоративном отношении особенностями, как интенсивное размокание в воде и просадочность. При строительстве сооружений всегда возникает опасность нарушения их устойчивости и сохранности, поэтому выявление особенностей грунтовых условий является важной и актуальной задачей.

В основу работы положены материалы инженерно-геологических изысканий общества с ограниченной ответственностью «Стройизыскания» по площадке, расположенной в 500 м западнее ул. Космонавтов, полученные при непосредственном участии автора.

Целью работы является характеристика инженерно-геологических условий (ИГУ) площадки в целом и грунтовых условий – как важнейшего фактора ИГУ, в частности.

Геоморфологически площадка изысканий находится на левобережном коренном склоне долины р. Томи, осложнённом логами и местными водотоками.

В геологическом строении площадки изысканий до глубины бурения 25,0 м, принимают участие рыхлые четвертичные отложения, представленные почвенно-растительным грунтом (Q_{IV}), делювиальным суглинком просадочным и непросадочным ($d Q_{III-IV}$).

Делювиальные отложения распространены повсеместно. Литологически они представлены суглинком просадочным и непросадочным.

Суглинок просадочные образовывались [2] на поверхностях пенепленизированных водоразделов и их склонах в условиях холодных степей голоцена в позднечетвертичное время. Их формирование связывают с воздействием криогенных процессов, за счет сезонного промерзания-оттаивания и деятельностью рек. Они “плащом” покрывают делювиальные и озёрно-болотные отложения, накопившиеся на относительно ровной поверхности в результате потепления климата после последнего оледенения и таяния алтайских ледников. В связи с этим рельеф исследуемой местности характеризуется невысокими широкими плоскими водоразделами и разделяющими их пологосклонными узкими долинами. Абсолютные отметки изменяются от 276,0 до 278,6 м.

Суглинок просадочный вскрыт повсеместно под почвенно-растительным грунтом на глубинах от 0,4 до 0,6 м. Визуально он характеризуется светлой окраской и наличием пятен и конкреций карбонатов. Для этой разновидности суглинков характерно также высокое (более 50%), содержание пылеватых частиц. Они имеют невысокую природную влажность (0,15 д.е.), которая в основном меньше границы раскатывания (0,23 д.е.), а также низкие значения числа пластичности (0,1 д.е.). Пористость просадочных суглинков в среднем составляет 45-50%. Относительная деформация просадочности (ϵ_{sl}) при $P=0,3$ МПа изменяется от 0,012 до 0,103 д.е., при нормативном значении 0,046 д.е., начальное просадочное давление (P_{sl}) при $\epsilon_{sl} = 0,01$ изменяется от 0,044 до 0,244 МПа, при нормативном значении 0,106 МПа.

Площадная поражённость территории процессами просадочности достигает 100%. Тип просадочности по грунтовым условиям – I.

Автором проанализированы частные значения показателей физических свойств и установлено, что они имеют не закономерное распределение с глубиной коэффициента пористости, природной влажности, влажности на границе текучести и влажности на границе раскатывания. Относительно однородны по коэффициенту вариации, что позволяет обособлять их как инженерно-геологический элемент, мощность которого изменяется от 8,1 до 11,4 м.

Суглинок бурый делювиальный непросадочный от твёрдой до мягкопластичной консистенции, с прослоями глины. Вскрыт повсеместно под просадочным суглинком на глубинах от 8,5 до 12,0 м., залегают в виде слоя вскрытой мощностью до 16,5 м. Они имеют природную влажность 0,25 д.е., граница раскатывания в среднем составляет 0,23 д.е., а также низкие значения числа пластичности 0,11 д.е. Пористость непросадочных суглинков в среднем составляет 37%.

Общезвестно, что инженерно-геологические условия оцениваются комплексом таких факторов геологической среды как рельеф, геологические условия, геодинамическая обстановка, гидрогеологические условия [1].

В настоящее время проблема комплексной (интегральной) оценки факторов ИГУ является крайне актуальной. Предложено много различных методов.

Автором для выявления роли и влияния каждого из вышеприведенных факторов использован метод, основанный на бальной оценке. Компоненты геологической среды оценивались таким признаками, как: рельеф, грунты, просадочные явления и подземные воды.

В качестве интегрального показателя использован классификационный показатель K_p , который определен по формуле: $K_p = 1A_i + 2B_i + 3V_i + 4G_i$, где 1,2,3 – весовые коэффициенты (ранги) признаков; A_i, B_i, V_i, G_i – бальные значения компонентов признаков (индекс «А» характеризует тип рельефа; «Б» – подземные воды; «В» – тип грунта; «Г» – виды просадочности).

При значении K_p , равном минимальному количеству баллов, система «геологическая среда-сооружение», будет в устойчивом состоянии. При значении K_p , равном максимальному количеству баллов – в неустойчивом состоянии. В модели устойчивости геологической среды установлено четыре ранга, соответствующие различному состоянию объекта.

На выбранной под строительство площадке в микрорайоне Новоильинка классификационный коэффициент K_p равен 24 баллам. Это позволяет характеризовать состояние геологической среды как малоустойчивое. Особенности грунтовых условий в данном случае являются определяющими ранг состояния геологической среды.

Согласно строительным нормам и правилам, прочность, устойчивость и эксплуатационная пригодность зданий и сооружений, возводимых на лёссовых просадочных породах, может быть обеспечена комплексом различных мероприятий [3].

Особенности грунтовых условий исследуемой площадки позволяют рекомендовать свайные фундаменты, с прорезкой сваями лёссовых пород на полную мощность и предусмотреть их установку в сжимаемые непросадочные грунты, представленные суглинком делювиальным с прослоями глины, и, таким образом, обеспечить устойчивость зданий и сооружений

Литература

1. Пендин В.В. Комплексный количественный анализ информации в инженерной геологии: Учебное пособие В.В.Пендин. – М.:КДУ, 2009. – 350 с.
2. Рященко Т.Г. Региональное грунтоведение. – Иркутск: ИЗК СО РАН, 2010. – 287 с.
3. СП 11-105-97 часть III.
4. СНиП 22-01-95 (приложение Б).
5. Общая инженерная геология: Учебник / П.П. Ипатов, Л.А. Строкова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 365 с.
6. Грунтоведение: Учебное пособие / В.В. Крамаренко; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 431 с.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ УРОВЕННОГО РЕЖИМА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕРХНЕЙ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО
АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА**

А.А. Балобаненко

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подземные воды являются важнейшим компонентом геологической среды и играют значительную роль в социально-экономическом развитии региона. В силу своего повсеместного распространения и подвижности они чутко реагируют на любые природные изменения и техногенные воздействия.

Естественный режим подземных вод базируется главным образом на наличии синхронности с климатическими и гидрологическими факторами, соотношения многолетней и внутригодовой амплитуды распределения уровней, а также зависимости амплитуды от мощности зоны аэрации для грунтовых вод и глубины залегания водоносного горизонта для напорных.

Подземные воды четвертичного комплекса наиболее зависимы и синхронны с климатическими и гидрологическими факторами. Вероятностно-статистическое моделирование на основании факторного анализа уровней подземных вод по наблюдательным скважинам за более чем 25-летний период позволило провести типизацию режима подземных вод. В соответствии с этим выделены три режима подземных вод комплекса, в пределах которых сезонные колебания уровней подземных вод зависят от различных факторов, – приречный, террасовый и междуречный.

Приречный режим типичен для грунтовых вод пойменных отложений. На этих участках режим грунтовых вод зависит от инфильтрации атмосферных осадков и притока со стороны террас, а также тесно связан с гидрологическим режимом рек. Подземные воды залегают на небольших глубинах (Табл. 1). В целом приречный режим характеризуется четко выраженным пиком во время половодья, локальными, но более мелкими пиками в летне-осенний режим, связанными в первую сезонными осадками.

Таблица 1

Особенности гидродинамического режима подземных вод изучаемой территории

Водоносный комплекс	Тип режима	Кол-во скважин	Глубина до уровней подземных вод, м	Амплитуда колебаний уровней, м
			мин–макс сред	
Четвертичный	Приречный режим	135	<u>3,73-5,08</u> 4,43	0,6-2,51
	Террасовый режим	100	<u>6,57-19,09</u> 12,02	0,23-2,7
	Междуречный режим	70	<u>3,59-41,18</u> 16,01	0,31-2,45
Палеогеновый		111	<u>0,13-35,97</u> 12,37	0,12-3,11

Террасовый режим характерен для грунтовых вод надпойменных террас рек, а также для подземных вод отложений, подстилающих террасовые (при отсутствии водоупоров). Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока вод со склонов и междуречий. Внутригодовое распределение уровней подземных вод аналогично предыдущему, однако отличается более меньшим пиком во время половодья и плавным переходом в осенне-зимнюю межень.

Междуречный режим подземных вод характерен для водоразделов. Основную роль в питании подземных вод играет инфильтрация атмосферных осадков, которая зависит от мощности и литологического состава пород зоны аэрации. Режим более сглажен в течении года.

Гидродинамический режим палеогенового водоносного комплекса в целом аналогичен режиму и изменениям в вышележающем четвертичном комплексе и проявляется в виде сглаженных сезонных колебаний уровня с меньшей величиной амплитуды. Питание подземных вод осуществляется, преимущественно, за счет инфильтрации атмосферных осадков и перетока подземных вод из вышележащих водоносных горизонтов. В

многолетнем плане прослеживается тенденция подъема уровней на фоне незначительных внутригодовых колебаний относительно среднего тренда.

С помощью вероятностно-статистического моделирования на основании спектрального анализа Фурье была прослежена цикличность режима подземных вод. Анализ периодограмм по всем скважинам наблюдательной сети, по которым накоплен длительный непрерывный многолетний ряд наблюдений, показал, что имеют место полугодовые, годовые, 4-х, 5-ти, 6-ти и 7-ми летние циклы. Поскольку в анализе рассматривался период наблюдений 1980-2011 гг. (32 года), более длительные циклы выявить было достаточно сложно ввиду короткого периода наблюдений.

Следует отметить, что полугодовой и годовой циклы связаны сезонными климатическими изменениями. Многолетние циклы (4, 5, 6, 7 летние) связаны, прежде всего, с изменением солнечной активности, вызывающей изменения в режиме атмосферной циркуляции, гидросферы и биологической деятельности на Земле.

На основании анализа временных рядов, методом экспоненциального сглаживания был выполнен прогноз уровней подземных вод с учетом сильной внутригодовой сезонной зависимости и многолетней цикличности подземных вод, который в 2012 г., в целом, подтвердился.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ПОНТИЧЕСКОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ ОДЕССЫ И РОТАЦИОННАЯ ДИНАМИКА О.А. Буняк

Научный руководитель профессор Е.А. Черкез
Одесский национальный университет имени И.И. Мечникова, г. Одесса, Украина

Одна из актуальных гидрогеологических и инженерно-геологических проблем Одессы – неуклонное повышение уровня подземных вод. Водовмещающими породами второго от поверхности водоносного горизонта являются понтические известняки, водоупорными – мезотически зеленовато-серые глины. Динамика уровня понтического водоносного горизонта (ПГ) обуславливает снижение прочности понтических известняков, ухудшение горно-технического состояния катакомб, активизацию процессов суффозии и карстообразования.

Традиционно считается, что гидродинамический режим подземных вод зависит от метеорологических и гидрологических факторов [2]. Однако в пределах территории города влияние этих факторов на гидродинамический режим ПГ можно считать ограниченным в связи со следующим: ПГ по условиям залегания относится к межпластовым водам; водовмещающие известняки перекрыты и подстилаются слабопроницаемыми породами; а области питания находятся далеко от областей разгрузки [5]. Поэтому атмосферные осадки непосредственно не оказывают влияние на формирование гидродинамического режима. К тому же, по данным анализа многолетних лизиметрических наблюдений, которые проводились в степной зоне Украины, роль атмосферных осадков в динамике роста уровня даже верхнего горизонта грунтовых вод не может быть весомой [3]. Обнажения понтических известняков на склонах побережья расположены гипсометрически выше уровня моря, соответственно, гидрологический фактор, с точки зрения его влияния на колебания уровня ПГ, можно исключить.

Согласно новым представлениям и теоретическим разработкам [9] динамика уровня подземных вод происходит на фоне закономерных пространственно-временных изменений напряженно-деформированного состояния (НДС) массива водовмещающих и водоупорных пород. Одним из важнейших факторов, способных управлять пространственно-временной динамикой НДС пород, может быть ротационный фактор – многочастотные вариации скорости осевого вращения Земли. Цель данной работы и состоит в том, чтобы показать связь между ротационным фактором и различными характеристиками уровня ПГ на территории Одессы.

В 1960-х годах в береговой зоне Одессы создан комплекс противооползневых сооружений. Ключевым элементом комплекса являются подземные дренажные сооружения, которые включают три основных элемента: линейный ряд протяженностью около 3,3 км из 144 фильтроскважин, расположенных на расстоянии 15-25 м друг от друга, дренажную галерею совершенного типа протяженностью около 11 км, которая пройдена в коренных породах на контакте мезотических глин и понтических известняков параллельно береговой линии на расстоянии 100-180 м от оползневого склона и водоотводящие штольни, отстоящие друг от друга примерно на 1 км, ориентированные по нормали к береговой линии и соединяющиеся с галереей в коренном массиве. Фильтроскважины частично перехватывают грунтовые воды города и осуществляют их сброс в дренажную галерею и затем в водоотводящие штольни.

Для оценки влияния ротационной динамики на гидродинамический режим понтического водоносного горизонта выбраны следующие его характеристики: 1) данные ежемесячных наблюдений за дебитами 12-ти водоотводящих штолен дренажной галереи [4], 2) среднемесячные величины уровня ПГ по 14 скважинам (расположенных в разных районах города), а также данные, которые характеризуют скорость осевого вращения Земли (данные сайта <http://hpiers.obspm.fr/eop-pc/>). Период наблюдений выбран с 1971 по 1980 гг., так как имеются наиболее точные данные.

Известно, что скорость осевого вращения Земли не остается постоянной, а закономерно изменяется в годовом цикле [6,7,8]. Для выявления связи внутригодовых вариаций дебитов дренажных сооружений и уровня понтического водоносного горизонта на территории г. Одессы с внутригодовыми вариациями скорости осевого вращения Земли был проведен сезонный анализ временных рядов выбранных параметров. Обработка временных рядов по каждой скважине включала расчет скорости (первой производной) изменения уровней (величина V_z).

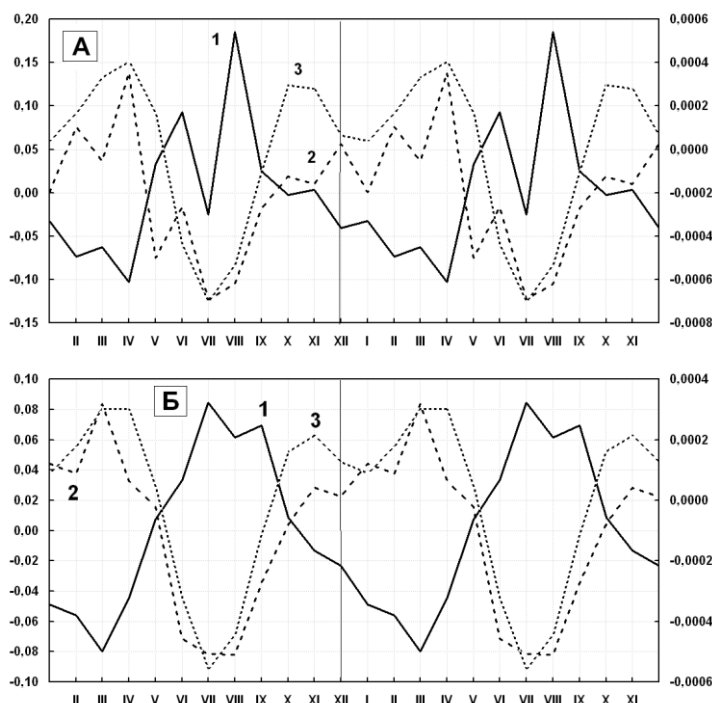
Следует отметить, что понтичские известняки разбиты системой трещин различного направления и ширины, которые формируют трещинно-ослабленные зоны и обуславливают блоковую структуру пласта известняков.

В соответствии с этим увеличение скорости осевого вращения Земли приводит к уменьшению напряженного состояния пород в зонах трещиноватости известняков, увеличению их гидравлической проницаемости и оттока подземных вод. Наоборот, уменьшение скорости вращения Земли должно затруднять отток подземных вод в зону разгрузки.

На рис.1А показаны результаты сезонного анализа суммарного дебита 12-ти штолен (Q , млн. м³/год), обобщенной по всем скважинам скорости изменения среднемесячных уровней (V_z , м/месяц) и скорости осевого вращения Земли (R , отклонение в мс от стандартных суток (86400 с)). Увеличение R соответствует увеличению длительности суток и уменьшению скорости осевого вращения Земли, а уменьшение – наоборот.

По результатам сезонного анализа установлено, что в пределах года параметры V_z и R практически совпадают по времени и знаку. Объясняется это тем, что в осенне-зимне-весенний период в результате уменьшения скорости вращения Земли уменьшается общий объем макро- и микротрещин и, соответственно, происходит повышение уровня подземных вод. В весенне-летний период увеличивается скорость осевого вращения Земли, что приводит к увеличению общего объема макро- и микротрещин и более интенсивной разгрузке подземных вод (понижению уровня и увеличению дебитов).

Сезонная компонента суммарного дебита штолен Q имеет противоположный характер с параметрами V_z и R , максимальные ее значения наблюдаются в весенне-летнее время, то есть на период, когда увеличивается



ГИДРОГЕОЛОГИЯ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ГРАНИЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ

М.Г. Вагина

Научный руководитель доцент Д.А. Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Туруханском районе Красноярского края. В тектоническом отношении территория исследования находится в зоне сочленения северо-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы с Енисей-Хатангским региональным прогибом (рис.1).

Ванкорское месторождение является гигантским, тем не менее, детальный анализ имеющегося фактического материала, вероятно, позволит пересмотреть геологическую модель месторождения и прирастить запасы УВ. На сегодняшний момент, в связи с введением в разработку месторождения, необходимо выполнить комплекс гидрогеологических исследований: для обоснования выделения водоносных горизонтов с целью технического и питьевого водоснабжения промыслов; проектирования и введения в эксплуатацию системного поддержания пластового давления; решения природоохранных вопросов, связанных с утилизацией промышленных стоков, в том числе и подтоварных вод.



Рис.1. Обзорная карта юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных территорий

На основе анализа диаграмм ГИС, была проведена детализация общепринятой схемы гидрогеологической стратификации юрско-мелового разреза. В результате были выделены основные водоносные и водоупорные горизонты в пределах исследуемого региона. На территории Ванкорского месторождения обособляются два гидрогеологических этажа нижний (затрудненного водообмена) и верхний (активного водообмена), разделенные между собой мощным региональным турон-олигоценый водоупором, который прослеживается на большей части Западно-Сибирского мегабассейна. В районе Ванкорского месторождения водоупор представлен глинистыми отложениями насоновской и салпадаяхинской свит.

Нижний гидрогеологический этаж охватывает палеозойские, юрские и меловые отложения. В пределах юрской части разреза выделяются два гидрогеологических комплекса нижне-среднеюрский и верхнеюрский.

Меловые отложения делятся на два водоносных комплекса: неокомский, представленный берриасским, верхненижнехетско-солёнинским, суходудинско-малохетским водоносными горизонтами и апт-альб-сеноманский водоносный комплекс, в пределах которого выделяется яковлевско-долганский водоносный горизонт. Все перечисленные водоносные горизонты сложены преимущественно проницаемыми песчано-алевролитовыми породами и разделяются между собой аргиллит-глинистыми водоупорами.

Верхнемеловой и кайнозойский комплексы, относящиеся к верхнему гидрогеологическому этажу, представлены рыхлыми несцементированными песчано-алевритистыми породами и между собой условно разделены глинами кэтпарской свиты.

Проведенный детальный анализ геотермических материалов показал наличие регрессионной зависимости изменения пластовых температур с глубиной залегания водоносных горизонтов. Благодаря этому, был спрогнозирован геотермический режим на участках и глубинах, в пределах которых не были замерены температурные значения в пластовых условиях. Установлено, что пластовые температуры в кровле апт-альб-сеноманского комплекса варьируются от 0 до 25 °С, неокомского комплекса — от 0 до 45 °С, увеличение температур наблюдается в западном направлении.

Изучение гидродинамических условий показало, что апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс в целом, характеризуется пластовыми давлениями близкими к условно гидростатическим, но на Тагульской, Лодочной и других площадях выявлены локальные зоны с пониженными давлениями. Неокомский гидрогеологический комплекс в целом характеризуется нормальным напряжением гидродинамического поля, пониженные давления наблюдаются в пределах Сузунской и Ванкорской площадей.

Для выявления геохимических особенностей исследуемого региона была составлена база данных из 55 результатов химического анализа проб подземных вод, которые в дальнейшем были пересчитаны в мг-экв и в %-экв-формы. Анализ состава подземных вод позволил выявить 4 различных типа вод (по классификации Щукарева). В меловых горизонтах доминируют воды хлоридного натриевого состава. Величина общей минерализации варьируется от 0,5 до 24,7 г/дм³. Проведенный статистический анализ показал, что фоновым диапазоном ее изменения является 5-10 г/дм³.

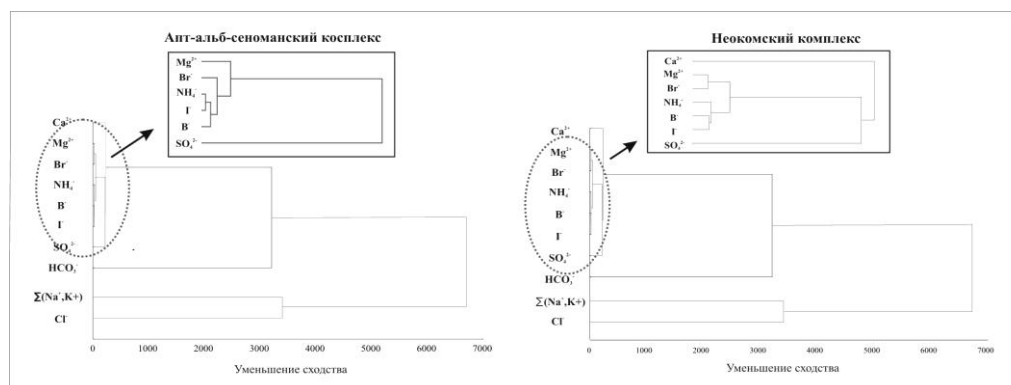


Рис.2. Древоидные диаграммы кластерного анализа состава подземных вод

Методы описательной статистики позволили обобщить первичные результаты химического анализа подземных вод. Были построены гистограммы распределения макро- и микрокомпонентов, выявлены фоновые значения концентраций и дана оценка разброса данных по отношению к гидрогеохимическому фону.

Корреляционный анализ позволил уточнить тесноту линейной связи между переменными, выражающуюся коэффициентом корреляции. Для апт-альб-сеноманского комплекса тесная связь наблюдается между суммой ионов натрия и калия и ионом хлора с коэффициентом (1,00), а также между ионом аммония и бором (0,95), кальцием и хлором (0,9). В неокомском очень тесная связь наблюдается между минерализацией и суммой натрия и калия (0,97). Кластерный анализ установил классы взаимосвязанных ионов и подтвердил наличие связей между Ca^{2+} и SO_4^{2-} , B и HCO_3^- , $\Sigma(Na^+ + K^+)$ и Cl^- (рис.2).

Таким образом, проведенные исследования позволили детализировать схему гидрогеологической стратификации Ванкорского месторождения, изучить термодинамические условия региона и проанализировать гидрогеохимические особенности состава пластовых вод меловых комплексов.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СКАЛЬНЫХ ГРУНТОВ ТЕРРИТОРИИ ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ТАЕЖНОЕ» (РЕСПУБЛИКА САХА)

К.П. Валитова

Научный руководитель доцент В.В. Крамаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Физико-механические свойства скальных грунтов железорудного месторождения «Таежное» служат весьма актуальной темой для исследований, так как месторождение является перспективным из-за высокого содержания железа в руде. Целью работы является изучение физико-механических свойств в связи с обустройством территории месторождения. Задачами работы являются: анализ и систематизация полученных данных, проведение их статистической обработки и выявление взаимосвязей между данными.

Месторождение «Таежное» находится в 150 км к северу от г. Нерюнгри и в 120 км южнее г. Алдан. Оно расположено в пределах Алданского нагорья. Абсолютные отметки поверхности на Таежном месторождении составляют 1180-1285 м, а речных долин – 1000-1150 м. Рельеф горный с пологими возвышенностями и широкими заболоченными долинами, сочетающийся с плоскогорьями и тектоническими впадинами. Водоразделы плоские и куполовидные при крутизне склонов речных долин от 3-5° до 15-20°. Монотонный пейзаж рельефа нередко нарушается скальными выходами интрузивных горных пород в виде одиночных и групповых останцев высотой до 10-14 м.

Речная сеть участка Таежный принадлежит бассейнам р. Алдана и р. Тимпгона. Собственно лицензионный участок занимает водораздельную территорию между этими водными системами. Долины рек имеют небольшой врез – от 30-50 м до 200-250 м, пологие, редко – средней крутизны борта. Практически во всех реках и крупных ручьях в зимний период формируются наледи, достигая в отдельных случаях 3-5 км в длину и мощности льда до 4-5 м, как, например, Леглегерская наледь.

Питание водотоков происходит преимущественно за счет весеннего снеготаяния и летне-осенних дождей. Подземные воды в общем балансе поверхностного стока играют хоть и существенную, но не основную роль. Неравномерность стока выражается в том, что до 75-90% его общего объема приходится на летние месяцы, а в зимний период на большинстве рек и ручьев сток почти полностью прекращается, ввиду перемерзания русел. Озера в основном приурочены к верховьям речных долин и их существование нередко связано с наличием многолетней мерзлоты. Берега озер, как правило, заболочены и подвержены термокарстовой переработке.

В геологическом строении месторождения принимает участие комплекс глубокометаморфизованных, четко стратифицируемых образований федоровской свиты архейского возраста, которая представлена тремя подсвитами – нижней, средней и верхней.

Породы залегают согласно и находятся в зоне Леглиерского синклинория, который протягивается на запад, непосредственно сливаясь с синклиналью, расположенной между долинами рек Большой и Малый

Нимныр. «Таёжное» месторождение находится в периферической, замковой части Леглиерской синклинали, имеющей юго-восточное простираие, ось которой резко восстает на западе и более постепенно на востоке.

Особое значение в геологическом строении рассматриваемой части Алданского щита в пределах Таежного участка, а также в формировании геокриологических и гидрогеологических условий имеют многочисленные тектонические нарушения.

Наибольшей тектонической активизации территория подвергалась в мезозойское время, когда было заложено и омоложено большинство разломов, сыгравших в последующем огромную роль в формировании современного рельефа.

В пределах месторождения «Таежное» распространены: водоносный горизонт четвертичных отложений и водоносный комплекс трещинных и трещинно-жилных вод коренных пород.

Многолетняя мерзлота на участке «Таежного» железорудного месторождения имеет преимущественно прерывистое по площади и сплошное по вертикали (неслоистое) распространение. Глубина залегания верхней поверхности ММП находится в основном в пределах 0,7 – 3,0 м и определяется величиной его сезонного протаивания. Мощность ММП изменяется от первых м до 250-300 м и более при среднегодовой температуре у подошвы слоя ее годовых колебаний от 0 до минус 3, минус 4°C и ниже.

Температура талых пород обычно редко превышает +2°C, оставаясь в средних значениях от +0,5 до +1,5°C. Глубина сезонного промерзания изменяется в значительных пределах – от 2 до 6-8 м. Комплекс экзогенных геологических явлений и образований, преимущественно криогенного ряда, представлен довольно широко.

На промплощадках месторождения «Таежное» для исследований были отобраны образцы таких скальных грунтов, как гнейс мелко-средне-крупнозернистый, гранит мелко-средне-крупнозернистый, гнейсо-гранит, гранито-гнейс среднезернистый, кристаллосланец мелкозернистый, сиенит-порфир и сиенит среднезернистый. Лабораторные исследования скальных грунтов были произведены коммерческой организацией ООО «Нерюнгростройизыскания» в соответствии с действующими нормативами.

Для работы с данными была использована программа StatSoft STATISTICA v.6. Для дальнейшего анализа и проведения статистической обработки были использованы следующие показатели: плотность ρ , сопротивление к сжатию в сухом состоянии R_c , сопротивление к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} , водопоглощение W_p и коэффициент размягчаемости K_p .

Таблица

Характеристики физико-механических свойств скальных грунтов

Название грунта	Количество образцов	Плотность ρ , г/см ³	Водопоглощение W_p , д.е.	Сопротивление к сжатию в сухом состоянии R_c , МПа	Сопротивление к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} , МПа	Коэффициент размягчаемости и K_p , д.е.
Гнейс к/з	1	2,62* -	0,003 -	121,25 -	70,00 -	0,58 -
Гнейс м/з	41	2,73 2,62-3,05	0,003 0,001-0,008	111,18 51,60-218,75	83,06 35,37-164,97	0,74 0,64-0,82
Гнейс с/з	16	2,83 2,54-3,84	0,003 0,001-0,013	111,68 53,00-172,50	82,05 34,07-131,43	0,72 0,58-0,79
Гнейсо-гранит к/з	1	2,49 -	0,037 -	20,50 -	10,65 -	0,52 -
Гранит к/з	2	2,58 -	0,010 0,008-0,011	28,77 27,00-30,53	17,84 16,43-19,24	0,62 0,61-0,63
Гранит м/з	24	2,64 2,59-2,74	0,004 0,001-0,010	103,90 47,23-192,15	73,46 29,33-146,67	0,70 0,62-0,77
Гранит с/з	88	2,61 2,47-2,86	0,005 0,001-0,019	81,24 12,50-200,00	56,12 8,00-156,67	0,68 0,38-0,86
Гранито-гнейс к/з	2	2,61 2,58-2,64	0,004 0,002-0,006	58,36 46,72-70,00	39,23 28,12-50,33	0,66 0,60-0,72
Гранито-гнейс м/з	43	2,69 2,57-2,93	0,004 0,001-0,025	114,22 15,00-200,00	83,54 9,31-152,97	0,72 0,60-0,80
Гранито-гнейс с/з	60	2,69 2,52-2,93	0,005 0,001-0,037	100,98 21,75-225,08	73,03 12,15-163,55	0,70 0,51-0,87
Кристаллосланец м/з	14	2,97 2,76-3,17	0,002 0,001-0,008	157,80 25,00-231,21	129,80 16,67-191,82	0,81 0,67-0,96
Сиенит-порфир с/з	1	2,27 -	0,046 -	63,89 -	38,50 -	0,60 -
Сиенит с/з	2	2,31 2,27-2,35	0,036 0,019-0,053	61,11 34,72-87,50	36,04 20,08-52,00	0,59 0,58-0,59

*Примечание: в числителе – среднее значение, в знаменателе – минимальное и максимальное значение показателей

Была проведена статистическая обработка данных, которая выявила соответствие выборки нормальному закону распределения, были рассчитаны средние, минимальные и максимальные значения для каждого показателя физико-механических свойств в отдельной группе изучаемых грунтов (табл.), и дана их детальная сравнительная характеристика состава и показателей физико-механических свойств. Так, минимальное среднее значение коэффициента размягчаемости, равное 0,52 д.е., принадлежит крупнозернистому гнейсограниту, максимальное среднее значение, равное 0,81 д.е., – кристаллосланцу мелкозернистому.

Также был проведен анализ корреляционной зависимости между характеристиками. Для этого в используемой программе были созданы корреляционные матрицы (Correlation matrices). Наиболее тесные взаимосвязи выявлены между сопротивлением к сжатию в сухом состоянии R_c и сопротивлением к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} , значение коэффициента корреляции равно 0,98. Также зависимость обнаружена между такими показателями, как сопротивление к сжатию в сухом состоянии R_c и коэффициент размягчаемости K_p , коэффициент корреляции равен 0,57. Такой же зависимостью связаны сопротивление к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} и коэффициент размягчаемости K_p , значение коэффициента зависимости равно 0,68. Также глубина отбора проб грунта h зависит от такой характеристики, как водопоглощение W_n , значимый коэффициент зависимости равен 0,15. Также присутствуют обратные зависимости между значениями водопоглощения грунтов W_n и такими характеристиками, как сопротивления к сжатию в сухом и водонасыщенном состояниях и коэффициентом размягчаемости.

На основе выявленных взаимосвязей были получены следующие зависимости:

1. Зависимость между сопротивлением к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} и коэффициентом размягчаемости K_p : $K_p = 0,61 + 0,001 * R_{cw}$.

2. Зависимость между водопоглощением W_n и сопротивлением к сжатию в сухом состоянии R_c : $R_c = -97,5 - 79 * \log 10 W_n$.

3. Зависимость между водопоглощением W_n и сопротивлением к сжатию в водонасыщенном состоянии R_{cw} : $R_{cw} = -100,6 - 69,2 * \log 10 W_n$.

Также в работе был проведен кластерный анализ данных (Cluster Analysis). Результатом анализа является разделение всех образцов грунтов на отдельные группы – кластеры. В каждой группе программа собирает образцы с наиболее схожими характеристиками физико-механических свойств. Например, в отдельную группу программой были отобраны образцы под номерами №2; 47; 20; 139. Объемный вес образцов $\rho = 2,69 - 2,7$ г/см³; водопоглощение $W_n = 0,001 - 0,002$; коэффициент размягчаемости $K_p = 0,74 - 0,76$.

Таким образом, в работе раскрыты корреляционные зависимости между характеристиками физико-механических свойств скальных грунтов, на основе кластерного анализа проведены классификации грунтов. Такая обработка данных может служить хорошей основой для дальнейших исследований грунтов как на данном железорудном месторождении «Таежном», так и могут использоваться на аналогичных месторождениях.

Литература

1. Научно-технический отчет об оценке современного фоновое состояния геокриологических условий и ландшафтное районирование в районе лицензионных участков на Таежном, Десовском, Тарыннахском и Горкитском месторождениях железных руд в Республике Саха (Якутия) / Институт мерзлотоведения им. П. И. Мельникова сибирского отделения РАН. Якутск, 2009.
2. ГОСТ 12248-2010 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости».
3. ГОСТ 28985-91 «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии».

ВЛИЯНИЕ КУЙБЫШЕВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА НА ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ЗЕЛЕНОДОЛЬСКОМ РАЙОНЕ ТАТАРСТАНА

А.Ю. Гагарин

Научный руководитель профессор А.И. Шевелёв

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань, Россия

Куйбышевское водохранилище оказывает активное влияние на развитие инженерно-геологических процессов в Зеленодольском районе, расположенном на западе республики Татарстан. Большая часть промышленного и культурного потенциала района сосредоточена вблизи Куйбышевского водохранилища, в месте слияния рек Волги и Свияги.

Куйбышевское водохранилище является мощным антропогенным фактором, оказывающим влияние на формирование инженерно-геологических условий Зеленодольского района, недоучёт которых способен значительно увеличить как социальный, экологический так и экономический риски.

До настоящего времени на исследуемой территории не проводилось детального изучения экзогеодинамических условий, что не позволяет сопоставить перспективы хозяйственного освоения территории с возможными проявлениями негативных процессов. Этот факт предопределяет необходимость и актуальность создания картографической модели экзогеодинамических условий в зоне влияния Куйбышевского водохранилища в районе.

Обследование территории Зеленодольского района РТ началось в 2009 году. В ходе выполнения работ было установлено, что в пределах исследуемой территории развиты следующие геологические и инженерно-

геологические процессы: гидротехническое подтопление, заболачивание, абразия, оползневые процессы, карстово-суффозионные процессы, овражная эрозия.

Гидротехническое подтопление развито, преимущественно, на левом берегу р. Волги, и на левом берегу р. Свияги. Ширина зоны подтопления изменяется от 200 м (Западная часть г. Зеленодольска) до 5,5 км (вблизи устья р. Сумки).

Общая площадь зоны подтопления – 178,37 км². В пределах левого берега р. Свияги – 126,09 км², а в пределах левого берега р. Волги – 52,28 км².

Заболачивание развито, преимущественно, в пределах низких террас р. Волги и р. Свияги.

Доля заболоченных земель на левом берегу р. Волги составляет 0,56 % от зоны подтопления и 0,65 % от площади зоны влияния Куйбышевского водохранилища.

Доля заболоченных земель на левом берегу р. Свияги – 2,5% от зоны подтопления и 1,4% от зоны влияния Куйбышевского водохранилища. Площадь заболоченных земель – 4,5 км². Заболачивание обусловлено широким развитием процессов подтопления.

Абразионному воздействию подвергается большая часть береговой линии острова Свияжск – 2,5 км (75 %), а в пределах правобережья р. Волги абразионной деформации подвергается коренной волжский склон протяженностью ~ 6,5 км (80%).

Основными причинами абразионного воздействия являются: ветровой и волновой режимы, отсутствие отмели; высокая крутизна и обнаженность склонов, сила Кареолиса; повышенная размываемость и размокаемость грунтов.

Куйбышевское водохранилище интенсивно провоцирует активизацию абразионных процессов.

Активные оползневые процессы зафиксированы нами только в пределах подмываемого берега реки Волги. Оползни развиваются, преимущественно, в терригенных отложениях уржумского яруса пермской системы. Основной причиной их является подрезка волжского склона абразионными процессами.

Проведенные расчеты коэффициентов устойчивости склона показали весьма однозначную неустойчивость массива грунтов: минимальные значения К (расчетный коэффициент устойчивости оползневых тел) составляют 0,55 – 0,57. Более того, в некоторых местах оползни угрожают дачному поселку вблизи населенного пункта Улитинский, расположенного у основания волжского склона.

Карстово-суффозионные процессы характерны для всей исследуемой территории, но создание водохранилища повлияло лишь на участок, расположенный на западе Зеленодольского района, в пределах левого берега реки Волги.

Овражную эрозию можно подразделить на два типа по интенсивности:

1. Активизация овражной эрозии – овраги правобережья р. Волги, имеющие из-за абразии висячее устье и V-образную форму;

2. Затухание овражной эрозии – овраги склона высоких террас р. Свияги. Они имеют U-образный профиль и практически задернованы, в связи с преобладанием аккумуляции над эрозией.

В целом, на развитие овражной эрозии Куйбышевское водохранилище значительного влияния не оказало.

Анализ экзогеодинамической обстановки Зеленодольского района показывает, что влияние водохранилища привело к формированию широкой зоны подтопления, заболачивания, активизации абразии и склоновых процессов, развитию овражной эрозии в пределах правого берега реки Волги.

Негативные последствия выразились в затоплении значительной территории, развитии оползней в пределах населенных пунктов, что может привести к трагическим последствиям. Абразия ведёт к утрате земель, имеющих сельскохозяйственное или промышленное значения.

Для выявления и прогнозирования негативных геологических процессов необходимо разработать программу и методику проведения мониторинга геологической среды района для отслеживания характера проявления негативных процессов и разработки мероприятий по уменьшению или исключению неблагоприятных последствий их воздействия.

ОБ ИЗМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ШАХТНЫХ ВОД ШАХТЫ «КОМИССАРОВСКАЯ» В ВОСТОЧНОМ ДОНБАСЕ

А.А. Гладкова, К.А. Панова

Научный руководитель профессор А.И. Гавришин

Южно-российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Длительное функционирование в Восточном Донбассе угледобывающего и углеперерабатывающего комплексов привело к многочисленным негативным последствиям в состоянии окружающей среды. Произошло интенсивное загрязнение поверхностных вод и атмосферы, изменение режима и баланса подземных вод, трансформация химического состава природных вод с образованием минерализованных шахтных вод.

Анализ [1-3] закономерностей формирования химического состава шахтных вод региона по результатам обобщения более 1000 анализов вод за столетний период (с 20-х годов прошлого столетия до 2011 г.) показал, что во все обследованные периоды выделено четыре главных направления изменения химического состава шахтных вод (с помощью G-метода многомерного классификационного моделирования [3]).

По первому гидрогеохимическому направлению формируются кислые сульфатные шахтные воды, значения pH опускается до 2,2, содержание SO₄²⁻ возрастает до 4,0-4,5, а минерализация – до 10-11 г/л; воды

существенно обогащены Fe, Mn, Al, Cu и другими металлами. Происхождение данного направления связано с интенсивным развитием в горных выработках процессов окисления серы и сульфидов.

Второе направление изменения состава шахтных вод приводит к формированию хлоридно-сульфатных шахтных вод, происхождение которых связано, как с процессами окисления серы, так и с притоком хлоридных подземных вод при углублении горных выработок. В третьем гидрогеохимическом направлении еще больше усиливается роль хлоридных ионов, воды становятся сульфатно-хлоридными за счет притока хлоридных подземных вод на глубоких горизонтах отработки угольных пластов.

По четвертому направлению формируются оригинальные содовые шахтные воды с повышенным содержанием иона HCO_3^- и очень низкими – Ca^{2+} и Mg^{2+} . Происхождение этих оригинальных вод обусловлено притоком в шахты содовых подземных вод, которые связаны с испарительно-конденсационными процессами [2,3].

Типичной шахтой, в которой формировались воды первого направления, является ш. Комиссаровская. Для этой шахты наиболее детально рассмотрена ситуация изменения химического состава шахтных вод (табл.) после ликвидации шахты. Шахта Комиссаровская расположена к востоку от г. Гуково, у поселка Лихой, пущена в эксплуатацию в 1946 г. Шахта отрабатывала пласт k_2n мощностью от 1 до 2 м с породными прослоями. Разработка пласта велась системами с обрушением кровли и оставлением угольных целиков в выработанном пространстве. Глубина отработки составляла от 30 до 470 м. Ликвидация шахты «мокрым» способом, путем затопления выработанного пространства, начата в январе 1996 г. Шахта затоплена практически полностью через 3.5 года. В 2000-2001 гг. затопленные выработки дренировались самоизливающимися скважинами №8993 и №8994, с августа 2001 г. – скважиной №9083, а в конце 2009 г. была пробурена скв. №58 в балке Дубовая глубиной 45м, которая вскрыла затопленный горизонт на отметке +93 м. Основной дренаж шахтных вод многие годы осуществлялся скважиной №9083, которая расположена на восточной окраине хутора Комиссаровский. Изливающаяся из скважин вода поступает в р. Лихую, активно её загрязняя на многие километры.

На поле ш. Комиссаровская во время ее эксплуатации сложилась довольно типичная ситуация, характерная для шахтных вод Восточного Донбасса, когда развитие процессов окисления сульфидов привело к образованию умеренно кислых сульфатных вод не высокой минерализации. После ликвидации шахты «мокрым способом» началось постепенное заполнение подземными водами природно-техногенного резервуара (выработанного и осушенного водоотливом пространства). Сооружение скважин №№ 8993, 8994 и 9083 (для предотвращения подтопления хуторов Лихой и Комиссаровский) привело к тому, что из скважин стали вытекать воды аномально высокой минерализации (10-17 г/л), с очень большими содержаниями сульфат-иона (6-11 г/л), железа, марганца, алюминия и других компонентов. Такая ситуация явилась следствием развития процессов интенсивного окисления сульфидов и растворения ранее накопившихся в зоне выветривания сульфатов.

Объект	M	SO4	CL	CA	MG	NA	FE	pH
Грунтовые воды	1240	531	63	151	68	179	0.31	7.3
Водоотлив-60г	1800	850	106	124	103	266	0.4	7.8
Водоотлив-72-81г.	2770	1770	115	204	190	340	15	5.2
Водоотлив-88-93г.	3300	2150	151	250	212	435	21	5.2
Среднее по шахте	3700	2242	198	200	211	641	39	5.8
Скв.8993-2000г.	15500	9800	107	250	950	2900	170	6.4
Скв.8994-2000г.	17500	11500	118	330	1200	2800	333	6.2
Скв.9083-2001г.	11190	6720	161	308	840	1560	212	5.9
Скв.9083-2002г.	14640	9260	200	411	1110	2000	317	5.9
Скв.9083-2003г.	14250	8880	256	561	1160	1420	405	6.1
Скв.9083-2004г.	13360	8554	188	504	717	2125	330	6.3
Скв.9083-2005г.	11190	7650	166	420	1088	1120	370	6.2
Скв.9083-2006г.	10340	6300	240	561	923	785	320	6.1
Скв.9083-2007г.	10360	6400	135	540	954	800	290	6.2
Скв.9083-2008г.	10130	6200	201	505	813	1000	330	6.1
Скв.9083-2009г.	11224	7024	223	490	835	1130	513	6.1
Скв.9083-2010г.	12010	7436	138	430	1095	1498	442	6.2
Скв.9083-2011г.	11422	7360	216	690	858	1594	267	6.2

Из скважины №58, как и было предсказано ранее по геофизическим данным, начался излив умеренно минерализованных вод (минерализация в среднем 3-3.5 г/л). Но такая ситуация уже наблюдалась после бурения скважин 8993, 8994 и 9083, когда в начальный период изливались слабо минерализованные воды перешедшие в аномально минерализованные. В случае ликвидации скв. 9083, 8993 и 8994 в скважине 58 можно ожидать аналогичной ситуации; т.е. будет происходить рост минерализации и содержаний компонентов из-за интенсификации водообмена и усиления процессов окисления и выщелачивания. После сооружения скв. №58 изменился водный баланс затопленного техногенного горизонта шахты: выход шахтных вод на поверхность из скважин №9083, 3319 и по их за трубному пространству уменьшился более, чем в 2 раза и составляет около 35 м³/час, по новой скважине №58 расход составляет до 25 м³/час. Таким образом, общий расход шахтных вод, поступающих на поверхность, составляет порядка 60 м³/час.

Таким образом, в районе шахты Комиссаровская после её ликвидации и бурения водопонизительных скважин начали формироваться оригинальные высокоминерализованные сульфатные слабокислые воды, существенно обогащённые железом, алюминием, марганцем и другими металлами. Эти воды стали мощным источником загрязнения, особенно вод реки Лихая и многих колодцев и скважин в домах хуторов Лихая, Комиссаров и др. Из таблицы хорошо видно, что в течении очень длительного времени минерализация и содержания большинства компонентов остаются постоянно высокими.

Бурение новой скважины №58 позволило существенно снизить минерализацию и содержания большинства компонентов, но при ликвидации скважин 8994 и особенно 8983 ситуация может резко измениться в существенного увеличения минерализации вод и содержания большинства компонентов.

Литература

1. Гавришин А.И., Корadini А., Мохов А.В., Бондарева Л.И. Формирование химического состава шахтных вод в Восточном Донбассе. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2003. – 187 с.
2. Гавришин А.И. Корadini А. Происхождение и закономерности формирования химического состава подземных и шахтных вод в Восточном Донбассе. // Водные ресурсы, 2009. – Т. 36, № 5. – С. 564-574.
3. Гавришин А.И. Количественный анализ природных и техногенных гидрогеохимических закономерностей. // Известия высших учебных заведений // Геология и разведка, 2012. – №2. – С.37-42.
4. Гавришин А.И., Нестерова В.М. Прогнозирование изменений химического состава шахтных вод шахты «Комиссаровская» в Восточном Донбассе // Мат. IX Международной науч.- практ. конф. «Проблемы геологии, планетологии, геоэкологии и рационального природопользования». – Новочеркасск: Изд. Лик, 2011. – С.155-160.

ВЛИЯНИЯ ПРОКЛАДКИ ДОРОГ НА ГИДРОХИМИЧЕСКУЮ ОБСТАНОВКУ Г. ЯКУТСКА

М.В. Данзанова

Научный руководитель доцент Н.А. Павлова

Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, г. Якутск, Россия

В последние годы проблема обводнения территории г. Якутска стала крайне злободневной. Наиболее напряженная ситуация отмечается в северных районах г. Якутска. По данным дешифрирования аэрофотоснимков, в период с 1968 по 1996 гг. приращение площадей, занимаемых различными водоемами (озера, заболоченные участки, лужи) составило здесь 76 % [5]. К 2009 г. разрозненные очаги обводнения превратились в обширные водоемы застойного типа, которыми занято около 30–35% территории [4]. Северные и северо-восточные районы г. Якутска являются областью естественного стока поверхностных и надмерзлотных вод, поступающих с западной и центральной частей города. Вероятно, это является одной из естественных причин наиболее высокой их обводненности. Изменения, вносимые здесь застройкой, существенно определяют общую гидрологическую обстановку всей территории г. Якутска.

В жилых и промышленных кварталах в центральной части города и дачных поселках на юго-западе, для которых характерно локальное перераспределение поверхностного стока, рост обводнения меньше [5]. В центре г. Якутска водоемами застойного типа занято 15–30% его площади, но их воздействие на различные инженерные объекты весьма активно. Скапливающиеся в замкнутых понижениях надмерзлотные воды вызывают в летний период подтопление грунтов оснований зданий и инженерных сооружений, а в зимний приводят к морозной деструкции переувлажненных конструкций фундаментов (рис.1).

В юго-западной и юго-восточной частях города, несмотря на упомянутые тенденции, площади техногенно заболоченных участков занимают в целом не более 10% территории.

К основным факторам, формирующим современную гидрологическую и геохимическую обстановку можно отнести следующее. Город Якутск расположен на выровненной поверхности низкой террасы р. Лены, слой сезонного протаивания составляет в среднем 1,5-2 м. Слабая расчлененность рельефа и близкое залегание многолетнемерзлых пород способствуют концентрированию в местных мезопонижениях талых и дождевых вод, обеспечивая высокую водонасыщенность пород сезонноталого слоя. При значительном скоплении поверхностных и надмерзлотных вод в условиях слабого дренажа, могут формироваться маломощные талики. При отсыпке территории под новое строительство на площадях сноса застроек частного сектора, различного рода выемок, заброшенных производств сохраняются связанные с ними локальные участки с сильно засоленными водоносными или льдистыми грунтами. Наличие в приповерхностной части разреза суглинистых отложений с низкими фильтрационными свойствами, широкое распространение мощного неоднородного по составу и свойствам культурного слоя, затрудняют отток поверхностных и надмерзлотных вод в естественные дрены.

Ситуацию усугубляют многочисленные техногенные барражи, представляющие собой погребенный многослойный асфальт, разрушенные лотки и строительный мусор, подземные коммуникации, а также мерзлотные завесы, формирующиеся в результате сильного охлаждения грунтов под дорогами и проветриваемыми подпольями.

Для выявления роли дорожных насыпей в формировании стока и гидрохимической обстановки на территории одного из кварталов г. Якутска в 2010-2012 гг. были проведены специальные исследования на двух участках, включающие бурение скважин, изучение засоленности грунтов и режима надмерзлотных вод сезонноталого слоя.

Первый участок: скважина 3 заложена вблизи дороги, секущей поверхностный сток. При бурении в апреле вскрыты талые грунты с глубины 1.7 м, в интервале 3.3–4.8 м – обводненные. Вода в талике имела

сульфатно-хлоридный магниевый-натриевый состав, минерализацию 6 г/л, температура водовмещающих пород составила минус 0.2°C. Подстилающие их высокотемпературные (минус 0.3°C) многолетнемерзлые пески обладали повышенной засоленностью – 0.5%.

Скважина 2 пробурена на расстоянии 100 м выше по склону (относительное ее превышение над скважиной 3 составило 0.5 м). Талые суглинки вскрыты в интервале 1.7–2.5 м. Слабый водоприток не позволил провести опробование подземных вод. Засоленность пород по разрезу не превышала 0.2 %. Разница в концентрации солей на сравнительно небольшом по протяженности участке пологого склона, при относительно слабой загрязненности его поверхности, иллюстрирует главную роль нарушений стока в процессе накопления солей в сезоннопротаивающих слоях и надмерзлотных водах.

Второй участок: две скважины пробурены в апреле 2011 г. по разные стороны грунтовой дороги, секущей ложбину стока. Скважина 3/11 расположена перед барражом, скважина 1/11 – за дорогой. Для наблюдений за динамикой надмерзлотных вод сезонноталого слоя скважины оборудованы фильтрами в интервале 0.5–2.5 м. По данным наблюдений, формирование вод сезонноталого слоя происходит в июне, с началом протаивания пород. Поверхностные воды, стекающие с водосборной площади и накапливающиеся в заболоченной низине перед дорогой (скв. 3/11), задерживают прогревание грунтов сезонноталого слоя. В конце лета глубина протаивания пород здесь составляет 0.8–1.2 м, уровень надмерзлотных вод сезонноталого слоя вод залегает на глубине 0.10–0.15 м от поверхности земли.

На участке скв. 1/11 мощность сезонноталого слоя в сентябре равна 1.5–1.6 м, породы обводнены с глубины 0.27–0.30 м. Промерзание протаявшего слоя пород на обоих участках происходит к концу ноября-декабрю, о чем свидетельствует отсутствие воды в скважинах. Несмотря на короткий период существования надмерзлотных вод сезонноталого слоя, концентрация растворенных солей в них значительна (2.9–5.8 г/л). Причем большее накопление компонентов минерализации в надмерзлотных водах и вмещающих их грунтах происходит выше места барражирования стока.

Таким образом, роль подсыпок и дамб в конечном итоге проявляется не только в перераспределении поверхностного и надмерзлотного стока, но и изменении гидрохимической обстановки. Нарушения водного баланса в условиях жесткого ограничения стока поверхностных вод является основной причиной формирования выдержанных горизонтов надмерзлотных грунтовых вод, в том числе криопэгов.

Литература

1. Анисимова Н.П., Павлова Н.А. Применение гидрогеохимического метода для прогноза формирования техногенных криопэгов // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. – 2000. – №3. – с. 274-279
2. Курчатова А.Н. Влияние техногенных наледей на засоление литогенной основы городских ландшафтов Якутска / Криолитозона и подземные воды Сибири, – Якутск: ИМЗ СО РАН. 1996. – Ч. 2. – с. 95-105.
3. Павлова Н.А. Динамика мерзлотно-гидрогеохимической обстановки на участках распространения криопэгов в г. Якутске // Наука и образование. – 2010. – №3. – с. 15-19.
4. Шац М.М. Эколого-геокриологические проблемы г. Якутск // Геоэкология. – 2010. – № 4. – с. 351-359.
5. Шац М.М., Сериков С.И. Современное обводнение территории г. Якутска // Наука и образование. – 2009. – № 4. – с. 76-80.
6. Шепелев В.В. Надмерзлотные воды криолитозоны. – Новосибирск: Гео, 2011. – 169 с.
7. Шепелев В.В., Попенко Ф.Е. Об инженерной защите территории г. Якутска от подтопления и обводнения // Наука и техника в Якутии. – 2007. – №2. – с. 15-18.
8. Шепелев В.В., Чжан Т.Р. Особенности гидрогеологических условий урбанизированных территорий криолитозоны и основные проблемы борьбы с их подтоплением (на примере г. Якутск) // Отечественная геология. – 2011. – № 6. – с. 58-63.

РОДНИКИ, КАК БАЗОВАЯ ОСНОВА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

С.С. Драчев*

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова**

**Алтай-Гео, г. Барнаул, Россия*

***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Изменение экологических условий под действием деятельности человека, одна из существенных проблем современности. Оценить масштабы воздействия, дать количественные и качественные показатели изменения ландшафтной среды – важнейшая задача, стоящая перед учеными.

Республика Алтай – это активно развивающийся туристический регион, славящийся на всю Россию своими естественными ландшафтами, сохранившими свою изначальную красоту. В то же время увеличение рекреационной нагрузки, строительство объектов туристической инфраструктуры, рост количества отдыхающих, приводит к тому, что ландшафтная среда испытывает значительные нагрузки, оценка коих является большой проблемой, как в частности и оценка устойчивости ландшафтной среды к данным нагрузкам.

В то же время, бурное развитие туристической отрасли, предъявляет и строгие требования к качеству питьевых вод. Основным источником питьевых вод в Республики Алтай – выступают подземные воды, качество которых в подавляющем большинстве случаев соответствует всем современным требованиям, предъявляемым к водам, годным к употреблению человеком. Но в то же время, большинство горизонтов используемых для

водоснабжения, не защищены от поверхностного загрязнения, что в свою очередь требует проведения тщательного мониторинга за состоянием подземных вод и своевременного выявления источников и характера загрязнения.

Мониторинг состояния подземных вод, проводимый самими недропользователями (в соответствии с условиями лицензионного соглашения), не всегда отвечает требованиям научности. Дело в том, что полный лабораторный анализ воды стоит существенных денег, что накладывает определенные ограничения на частоту опробования подземных вод и набор определяемых элементов.

Подземная среда, весьма консервативна, если проводить сравнения с атмосферой и поверхностными водами, любое воздействие на нее, зачастую, не является мгновенным.

Государственный мониторинг состояния подземных вод проводится по территории всей Российской Федерации, в том числе и на территории Республики Алтай. Основная его задача – это оценка геологической среды в естественном и нарушенном состоянии. В настоящее время, положение о государственной наблюдательной сети не разработано до конца и остаются многие юридические вопросы. В частности, у государственной наблюдательной сети нет юридического статуса и соответственно, недропользователь, на территории земельного участка которого расположена скважина, должен либо лицензировать ее и поставить на баланс, либо ликвидировать, для того чтобы исключить возможность случайного или намеренного загрязнения водоносного горизонта, через конструкцию скважины. За прошедшие годы, на территории Республики Алтай было пробурено огромное количество скважин, многие из которых на настоящий момент являются бесхозными, либо не отвечают санитарным и производственным нормативам. Подобное положение вещей, ставит развернутую на территории Республики Алтай наблюдательную сеть в шаткое положение, так как наблюдательный пункт, существовавший продолжительное время может быть ликвидирован по требованию собственника скважины.

При данной постановке вопроса актуальным становится использование в качестве наблюдательных пунктов родников. Родники имеют по территории Республики Алтай повсеместное распространение и капитируют различные водоносные горизонты и комплексы и могут служить дополнительными источниками информации о экологическом состоянии подземных вод с ненарушенным режимом. Существующая наблюдательная сеть в Республике Алтай опирается на данные родникового стока, но данная практика носит ограниченный характер.

При экологической оценке, важно определить фоновые характеристики состава подземных вод. При данных исследованиях использование родникового стока представляется наиболее актуальным, так как, являясь естественными выходами подземных вод, родники наиболее точно отражают геохимические особенности недр.

Большинство родников, входящих в состав наблюдательной сети (государственной, территориальной и локальной) опробуются лишь на общий химический состав, что дает минимальное представление о геохимических особенностях родникового стока (рис.). Таким образом, представляется целесообразным оптимизировать схему наблюдательной сети, таким образом, чтобы стала возможной оценка родникового стока более менее равномерно по все территории Республики Алтай.

Оптимизация наблюдательной сети, определение фоновых значений состава подземных вод необходимо для оценки изменений, вызванных как антропогенной деятельностью, так и естественными геологическими процессами.

Повышенная сейсмическая активность, проявляющаяся в последние годы на территории Республики Алтай отражается на химическом составе подземных вод [1], элементами индикаторами можно выделить: алюминий, цинк, литий, медь, марганец, барий, мышьяк, ртуть [1], по данным ТЦ «Алтайгеомониторинг».

Таким образом, родники могут стать основным источником данных по ненарушенному режиму подземных вод (при минимальных финансовых затратах), при определении фоновых показателей качества природных вод, а так же основой для выявления элементов индикаторов сейсмической активности, с целью выявления предвестников землетрясений.

В базе данных ТЦ «Алтайгеомониторинг» имеются данные более чем о 500 родниках на территории Республики Алтай, по которым имеются те или иные сведения по составу подземных вод, что позволяет проводить экологическую оценку территории на основании качества подземных вод.

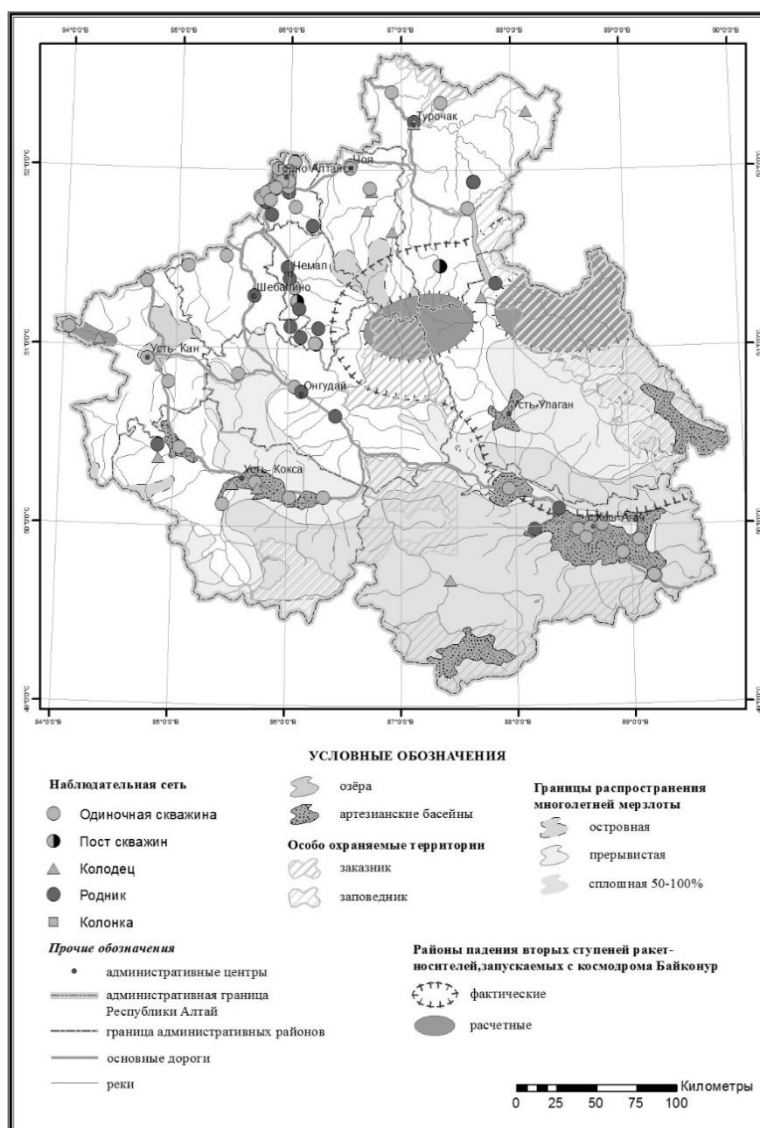


Рис. Схема наблюдательной сети за подземными водами Республики Алтай

Литература

1. Кац В.Е., Достовалова М.С. Аналитический обзор состояния недр территории Республики Алтай за период 2005-2009 гг. – Майма, 2010. Вып.1.

ПОДВЕРЖЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ ПЛОЩАДОК СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОПАСНЫМ ПРИРОДНЫМ ПРОЦЕССАМ

В.В. Иваненко

Научный руководитель профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природные процессы, такие как обводнение, морозное пучение грунтов, на площадках Советского нефтяного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) являются одной из серьезных проблем, приводящими к аварийным деформациям, разрушениям трубопроводов и водоводов, большим ущербам и гибели людей.

Целью работы являлась оценка инженерно – геологических условий территории Советского месторождения. Основными задачами настоящих исследований стали следующие: характеристика геологических процессов и явлений; оценка подтопления исследуемой территории грунтовыми и техногенными водами, а также степени пучинистости грунтов.

В административном отношении исследуемая территория находится в южной части Нижневартовского района ХМАО, в северной части Советского нефтяного месторождения.

В геоморфологическом отношении территория изысканий приурочена к поверхности поймы и первой надпойменной террасы р. Оби. Рельеф территории полого-волнистый. Абсолютные отметки поверхности поймы изменяются от 34,50 м до 42,96 м, поверхности первой надпойменной террасы от 43,83 до 52,22 м.

Основной водной артерией района является р. Обь, протекающая в широтном направлении в юго-восточной части территории, с ее притоками первого и второго порядка: протока Пасол, протока Пухор-Вах (р. Вах), так же здесь находится оз. Пасольское.

Климат района по данным Александровской метеостанции – резко континентальный с продолжительной суровой зимой и коротким жарким летом. Среднегодовая температура воздуха $-3,4$ °С. Среднегодовое количество осадков – 469 мм, причем основная их часть (до 372 мм) выпадает в теплый период с марта по октябрь. Преобладающее направление ветров юго-восточное и юго-западное. Летом часты ливни, грозы. Количество осадков превосходит величину испарения [4].

По характеру водного режима реки и ручьи относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года. Поэтому в многоводные годы максимальные уровни воды малых водотоков, протекающих по поверхности поймы и первой надпойменной террасы крупных рек гидравлически зависят от уровней затопления пойменной и террасовой поверхностей. В пойме р. Оби в районе исследуемой территории горизонт высоких вод при 1% обеспеченности составляет 43,20 м, при 10% обеспеченности составляет 41,80 м. Следовательно, изучаемая территория характеризуется постоянным питанием грунтовых вод посредством затопления поверхностными водами, поэтому большая часть территории является естественно подтопленной. Питание подземных вод в основном осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, талых и поверхностных вод. На основании многолетних анализов, можно сделать вывод, что в районе месторождения в паводковый период и водообильные годы возможно поднятие горизонта грунтовых вод на 1,6-2,0 м. Режим гидрогеологических условий территории изысканий напрямую зависит от условий весеннего паводка, весеннего снеготаяния и водообильности осенне-летнего сезона. В меженный период транзит и разгрузка грунтового потока первой надпойменной террасы прослеживается по падению рельефа местности в южном и западном направлениях [6].

В геологическом строении территории встречены отложения поймы, первой надпойменной террасы. Поверхность в основном ровная, плоская. По генезису данная терраса аллювиального происхождения. В пределах верхней зоны мощностью до 50 м четко обособляются следующие генетические типы пород: аллювиальные отложения среднечетвертичного возраста тобольской свиты; аллювиальные отложения первой надпойменной террасы; аллювиальные отложения поймы.

Отложения тобольской свиты со стратиграфическим несогласием залегают на размывтой поверхности палеогеновых отложений, и повсеместно служат цоколем надпойменных и пойменных террас. Выходов на дневную поверхность отложения тобольской свиты не образуют и вскрыты только буровыми скважинами. Представлены они выдержанной по мощности (13-25 м) толщей песков. Пески мелкие, средней крупности, серые, светло-серые, темно-серые, желтые, полевошпатово-кварцевые, кварцевые, с мелким гравием, слюдястые, с мелкой растительной сечкой. Гранулометрический состав характеризуется высоким содержанием фракции $>0,25$ мм (до 82,5%). Пески со средним медианным диаметром от 0,25 до 0,5 мм встречаются часто (81,5%) и реже (18,8%) с медианным диаметром 0,1-0,25 мм [5].

Отложения первой надпойменной террасы залегают на песчаных отложениях тобольской свиты. Мощность 19,0-26,0 м. Литологически отложения террасы представлены двухчленной толщей. В верхней части (от 0 до 17-19,6 м) незакономерным переслаиванием суглинков тяжелых, легких глин с редкими прослоями песков и супесей светло- и темно-серого цвета с голубоватым оттенком. Глины и суглинки плотные, вязкие, слюдястые. В нижней части – пески мелкие, средней крупности, светло-серые, полевошпатово-кварцевые с растительными остатками. Мощность песчаной части террасы от 0 до 7,5 м. Гранулометрический состав верхней части характеризуется высоким содержанием глинистой (до 44,42%) и пылевой фракции (до 73,88%), с равномерным распределением по глубине песчаной фракции, содержание которой с глубиной увеличивается.

Ввиду того, что уровень затопления при 1% обеспеченности составляет 43,20 м, уровень грунтовых вод на пойменной части территории изысканий в данный период может подниматься на 1,5-2,0 м от зафиксированного уровня при бурении скважин, на поверхности первой надпойменной террасы на 0,5-1,0 м. Амплитуда колебания уровня грунтовых вод зависит от условий весеннего паводка и водообильности летне-осеннего сезона.

Согласно СНиП 22-01-95 площадь месторождения является естественно подтопленной, так как уровень подземных вод устанавливается на глубине 1,5-2,0 м.

Также на территории изысканий имеют распространение скопления стоячих вод в результате колебания относительных высот, отсутствия стока, достаточного количества атмосферных осадков, что приводит к заболачиванию территории.

В связи с тем, что площадь участка сложена супесями песчанистыми текучепластичными, а также суглинками текучепластичными, неблагоприятные инженерно-геологические процессы на исследуемой территории проявляются в виде морозного пучения грунтов.

Нормативная глубина сезонного промерзания супесей равна – 2,4 м, суглинков – 2,2 м.

По степени морозного пучения супеси, залегающие в зоне сезонного промерзания, относятся к среднепучинистыми грунтами, суглинки – к сильнопучинистым грунтам (с коэффициентами водонасыщения $Sr=0,96$, $Sr=0,99$) [6]. Площадная пораженность территории морозным пучением составляет 95% и относится к весьма опасной категории согласно СНиП 22-01-95.

Подтопление территории месторождения активизирует также развитие таких процессов, как осадка и набухание грунтов оснований, их разуплотнение и другое. Все это приводит к потере прочности и деформациям грунтов оснований зданий, сооружений и коммуникаций.

Напряженно-деформированное состояние грунта при морозном пучении обуславливает недопустимые перемещения и серьезные повреждения на нефтепроводах и водоводах.

Инструментом, с помощью которого можно решать указанные проблемы, является инженерно - геологический мониторинг, представляющий собой постоянно действующую систему наблюдений, прогнозирования и управления гидрогеологической обстановкой.

Организация мониторинга требует осуществления объемного комплекса геологических работ. Разработка и реализация мониторинга с учетом организационных и финансовых трудностей должны проводиться поэтапно.

Литература

1. СНиП 22-01-95 – Геофизика опасных природных воздействий. М., 1996.
2. СНиП 2.06.15-85 – Инженерная защита территории от затопления и подтопления. – М.: ЦИГП.1988.– 21 с.
3. СП 50-101-2004 – Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений.– М.: ИС2004.–160с.
4. Сулакшина Г.А., Васенева В.А., Цоцур Е.С. Инженерно-геологические условия Советского нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. _ Томск, – 1975. – № 1. – С. 156-160.
5. Трофимов В.Т. Закономерности пространственной изменчивости инженерно-геологических условий Западно-Сибирской плиты. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1977. – 276 с.
6. Фондовые материалы: Отчеты об инженерно-геологических условиях на Советском нефтяном месторождении в Александровском районе Томской области и Нижневартовском районе Тюменской области.
7. Пособию по проектированию зданий и сооружений к СНиП 2.02.0.1-83.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ ОБЪЕКТА «ТЕХНОПАРК» Г. КРАСНОЯРСК А.О. Исайкина

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Инженерно-геологические изыскания, в которых принимал участие автор, проводились для разработки проекта документации по объекту «Технопарк» г. Красноярск. В лаборатории были исследованы пробы грунтов и оценены физико-механические свойства: природная влажность, предел текучести, предел раскатывания, число пластичности, показатель текучести, плотность частиц грунта, плотность сухого грунта, плотность водонасыщенного грунта, пористость, коэффициент водонасыщения, модуль деформации, угол внутреннего трения, сцепление. [4] (табл.1).

Основными механическими свойствами грунтов являются: прочность, твердость (сопротивление прониканию твердого тела), пластичность (способность грунта под действием внешних сил изменять свои размеры и форму без образования трещин), размываемость (способность оказывать сопротивление разрушающему действию воды) и разрыхляемость [1].

Определение основных физических и механических свойств грунта в лабораторных условиях позволяет принять наиболее подходящие и рациональные проектные решения на этапе проектирования будущего строения [2,3].

Таблица 1

Статистические данные лабораторных испытаний грунтов инженерно-геологического элемента №2

Характеристика	Кол-во опред.	Нормат. значение	Ср.кв. откл.	Коеф. вар.	Значения показателей	
					при 0.85	при 0.95
<i>Элемент 2 Суглинок полутвёрдый и тугопластичный просадочный</i>						
Влажность природная, д.е.	13	0.188	0.025	0.135	-	-
Предел текучести, д.е.	13	0.286	0.025	0.087	-	-
Предел раскатывания, д.е.	13	0.172	0.017	0.099	-	-
Число пластичности	-	0.114	-	-	-	-
Показатель текучести	-	0.140	-	-	-	-
Плотность частиц грунта, г/см ³	13	2.690	0.017	0.006	2.685	2.682
Плотность грунта, г/см ³	13	1.638	0.042	0.026	1.625	1.617
Плотность сухого грунта, г/см ³	13	1.379	0.055	0.040	1.362	1.352
Плотность водонасыщенного грунта, г/см ³	13	1.866	0.033	0.018	1.856	1.850
Пористость		48.700				
Коэффициент пористости		0.951				
Коэффициент водонасыщения		0.532				

Показатель текучести при $Sr = 0.9$	13	1.295	0.181	0.140	-	-
Показатель текучести при $Sr = 1.0$	13	1.608	0.199	0.124	-	-
Модуль деф. естест.(от 0.1 до 0.2 МПа), МПа	13	2.332	0.310	0.133	-	-
Модуль деф. естест.(от 0.2 до 0.3 МПа), МПа	13	4.003	0.554	0.138	-	-
Модуль деф. водонас.(от 0.1 до 0.2 МПа), МПа	13	1.562	0.275	0.176	-	-
Модуль деф. водонас.(от 0.2 до 0.3 МПа), МПа	13	2.656	0.469	0.177	-	-
Угол внутреннего трения в прир. сост., град.	12	25.931	0.014	0.029	25.207	24.730
Удельное сцепление в прир. сост., МПа	12	0.035	0.003	0.088	0.032	0.029
Угол внутреннего трения в замоч. сост., град	15	19.494	0.009	0.026	18.993	18.676
Удельное сцепление в замоч. сост., МПа	15	0.018	0.001	0.054	0.017	0.016

По данным выполненных исследований, геолого-литологическим особенностям, составу, состоянию, а также по результатам анализа пространственной изменчивости физико-механических свойств грунтов согласно ГОСТ 25100-95 и ГОСТ 20522-96 в разрезе грунтов основания фундамента «Красноярского технопарка» мной выделено 15 инженерно-геологических элементов (табл. 2)

Таблица 2

Характеристика инженерно-геологических элементов

№ ИГЭ	Состав ИГЭ
ИГЭ-1	Представлен техногенным грунтом слежавшимся и неоднородным по составу, представленный суглинком полутвердым и тугопластичным, супесью пластичной, вперемешку с почвой, галькой, гравием и строительным мусором в виде обломков кирпича, осколков стекла, обрывков проволоки и остатков древесины.
ИГЭ-2	Представлен четвертичным суглинком полутвердым редко тугопластичным просадочным макропористым коричневым, ожелезненным, карбонатизированным, с включением органических веществ.
ИГЭ-3	Представлен четвертичной супесью пластичной просадочной светло коричневой, ожелезненной, карбонатизированной, с включением органических веществ.
ИГЭ-4	Представлен четвертичным суглинком тугопластичным непросадочным макропористым коричневым, ожелезненным, карбонатизированным, с включением органических веществ.
ИГЭ-5	Представлен четвертичным суглинком мягкопластичным макропористым коричневым, ожелезненным, карбонатизированным, с включением органических веществ.
ИГЭ-6	Представлен супесью пластичной коричневой с коэффициентом пористости < 0.8 ожелезненной, карбонатизированной, с включениями органических веществ.
ИГЭ-7	Представлен супесью пластичной коричневой с коэффициентом пористости > 0.8 ожелезненной, карбонатизированной, с включениями органических веществ.
ИГЭ-8	Представлен четвертичным песком пылеватым коричневыми средней плотности сложения, малой степени водонасыщения, с включением органических веществ.
ИГЭ-9	Представлен четвертичным песком пылеватым коричневыми средней плотности сложения, средней степени водонасыщения, с включением органических веществ.
ИГЭ-10	Представлен четвертичным суглинком тугопластичным коричневым с тонкими частыми прослойкам песка среднего, маломощными линзами песка гравелистого и гравийного грунта, с содержанием крупнообломочного материала до 15%, ожелезненным, местами с сажистыми примазками.
ИГЭ-11	Представлен четвертичным суглинком мягкопластичным коричневым с тонкими частыми прослойкам песка разной крупности, с содержанием крупнообломочного материала до 15%.
ИГЭ-12	Представлен делювиально-пролювиальными суглинками гравелистыми коричневыми тугопластичными. Обломочная фракция неоднородная, плохоотсортированная, представлена слабоокатанной дресвой и гравием.
ИГЭ-13	Представлен песком крупным и гравелистым средней плотности и плотным средней степени влажности и насыщенным водой, местами с включением крупной гальки до 10%. Крупнообломочная фракция неоднородная, слабо и хорошо окатанная изверженных и метаморфических пород.
ИГЭ-14	Представлен гравийным грунтом с песчаным заполнителем до 30%, насыщенным водой, крупнообломочная фракция неоднородная, слабо и хорошо окатанная изверженных и метаморфических пород.
ИГЭ-15	Представлен элювиальными суглинком пестроцветными полутвердым и твердым, с маломощными прослойками и линзами песка средней крупности, песка пылеватого плотных средней степени водонасыщения; гравийного грунта с суглинистым твердым заполнителем; местами с включениями дресвы от 10% до 25%, являющимися продуктом выветривания мергеля с песчаником и гравелитом на карбонатно-глинистом цементе.

Литература

1. ГОСТ 25100-95 и ГОСТ 20522-96.
2. Ипатов П.П. Инженерная геология городов: учебное пособие/ Национальный исследовательский Томский политехнический университет – Томск, 2010.
3. Крамаренко В.В. Грунтоведение: Учебное пособие/ Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск, 2011.
4. Исайкина А.О. Материалы производственной практики, пройденной в ООО «Енисейбурвод» в 2012 г.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ УЧАСТКА ПО
УЛ.НЕФТЯНОЙ (Г. ТОМСК)**

Я.В. Каминская

Научный руководитель старший преподаватель Н.Н. Бракоренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение деформационных свойств грунтов является необходимым условием качественного проведения инженерно-геологических изысканий для обоснования проектирования любых зданий и сооружений. Для их определения существует много методов получения информации в полевых условиях: метод испытания прессиометром, метод испытания штампом [1], метод испытания плоским дилатометром, статическое зондирование. Наиболее точный - метод испытания штампом. Данный метод трудоемок в исполнении и является дорогостоящим, поэтому чаще всего наряду с другими целями использования статического зондирования (расчленение геологического разреза, определение несущей способности свай) данный метод используется и для определения деформационных свойств грунтов. Этот метод основан на вдавлении зонда в грунт статической нагрузкой [2]. Поскольку методы различны, то результаты получаются разные. Таким образом, целью работы является сопоставление результатов получения деформационных характеристик разными методами, что является весьма актуальным на сегодняшний день.

При проведении исследований был использован фактический материал, полученные в процессе изысканий Томским проектно-изыскательским институтом транспортного строительства ОАО «Томгипротранс» на площадке проектируемой застройки на территории бывшей нефтебазы по ул. Мокрушина [3].

В геоморфологическом отношении рассматриваемая территория является поверхностью эоплейстоценовой озерно-аллювиальной равнины [3]. Рельеф поверхности плоско-равнинный с пологим уклоном в северо-восточном направлении. Абсолютные отметки поверхности территории изменяются в пределах 125-138,5 м.

Литологическое строение рассматриваемой территории до глубины 20 м сложено разновозрастными глинистыми грунтами, представленными супесью и суглинками.

Первый от поверхности водоносный горизонт вскрыт разведочными скважинами на глубине 7,4 м. Мощность водоносного горизонта меняется от 3 до 6 м. Глубина установившегося уровня от поверхности земли меняется в пределах от 2 до 7 м. Водовмещающая толща представлена пластичной супесью, водопором служит суглинок мягкопластичный, мощностью 2 м. Водоносный горизонт безнапорный.

В соответствии с ГОСТ 20522-96 [4] в геолого-литологическом разрезе площадки выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ), наименование приводится в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [5]:

ИГЭ-1 – насыпной грунт. По гранулометрическому составу относится к пылевато-глинистым (суглинки) грунтам;

ИГЭ-2 – суглинок легкий тугопластичный;

ИГЭ-3 – суглинок легкий мягкопластичный. По числу пластичности суглинки ИГЭ-3 представлены легкими и средними суглинками;

ИГЭ-4 – суглинок легкий пылеватый текучий. По числу пластичности суглинки текучие представляют достаточно однородный слой;

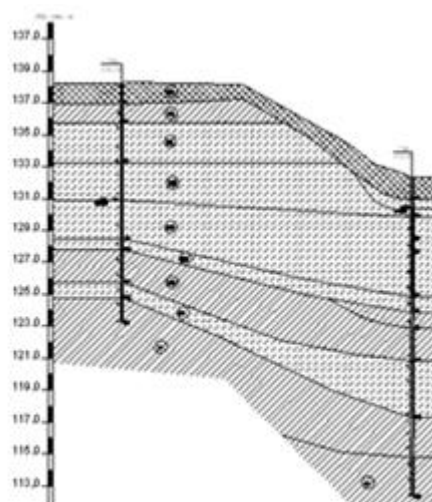
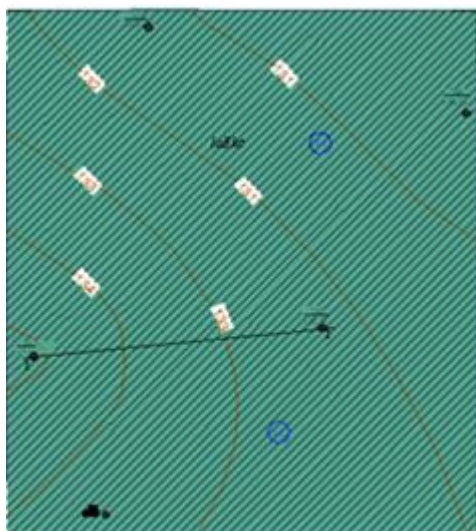
ИГЭ-5 – супесь твердая. Супеси твердые имеют очень ограниченное распространение в верхней части разреза;

ИГЭ-6 – супесь песчаная пластичная;

ИГЭ-7 – супесь текучая. Супеси текучие с многочисленными прослойками суглинков.

Сравнительный анализ данных деформационных характеристик полученных методом статического зондирования, компрессионных испытаний и нормативных значений по СП 22.13330.2011 приведен в таблице.

Таким образом, анализ показателей деформационных свойств, определенных различными методами, показывает достаточно слабую сходимость результатов деформационных свойств, определенных лабораторным методом, методом статического зондирования и нормативными значениями, изложенными в СП 22.13330.2011. Близка сходимость деформационных показателей суглинка тугопластичного. В связи с этим, при проектировании зданий и сооружений повышенного уровня ответственности, необходимо учитывать разницу в полученных результатах и корректировать их с помощью поправочных коэффициентов, ведь применение статического зондирования или cone penetration testing (CPT) в последние годы не просто расширяется, становится практически главным методом изучения морских грунтов, часто используется для исследования грунтов текучей консистенции и позволяет во многих случаях минимизировать объем дорогостоящих и трудоемких опытных испытаний.



Условные обозначения:

I. Стратиграфо-генетические комплексы

la Eke Эоплейстоценовые озерно-аллювиальные отложения четвертичной системы. Галечники, песок, супеси, глина (ранее выделялись как отложения IV и V террас)

II. Инженерно-геологические элементы

Насыщенный грунт представлен супесью, строительный мусор

Супесь легкой пластичной

Супесь средней мелкопластичной

Супесь твердая

Супесь пластичная

Супесь текучая

III. Гидрогеологические условия

Глубина залегания уровня подземных вод, м

IV. Прочие обозначения

1. На карте

Проектная ось здания

Силвакция: в числителе номер силвакци, в знаменателе - абс. отм. устья

Линия разреза

2. На разрезе

Граница инженерно-геологического элемента

Номер инженерно-геологического элемента

Условный или фактический уровень подземных вод дата: г/м/гг

Место сбора проб

▲ нарушенная структура
■ ненарушенная структура

Пок аз амена текучести палеоато-глинистых грунтов и степени влажности песчаных грунтов

пластичный влажный
пластичный
твердый малоувлажненный
малоувлажненный
текучий насыщенно водой

Рис. Карта инженерно-геологических условий и инженерно-геологический разрез по линии I-I

Деформационные свойства грунтов

Таблица

Номер ИГЭ	Описание грунта	Среднее значение удельного сопротивления под конусом зонда q, МПа	Деформационные свойства грунтов (E, МПа) (нормативные значения)		
			По таблице СП 22.13330.2011 [6]	По данным компрессионных испытаний	По данным зондирования
2	Суглинок тугопластичный	2,6	18,4	17,0	18,2
3	Суглинок мягкопластичный	1,75	15,2	22,7	12,3
4	Суглинок текучий	1,13	-	-	7,9
5	Супесь твердая	3,80	21,2		20,0
6	Супесь пластичная	5,90	27,0	57,2	22,0
7	Супесь текучая	7,94	-	-	25

Литература

- ГОСТ 20276-99 «Грунты. Методы полевого определения характеристик прочности и деформируемости»
- ГОСТ 12248-2010 «Грунты. Методы полевых испытаний статистическим и динамическим зондированием».
- Технический отчет по инженерно-геологическим и гидрогеологическим изысканиям 00.194.ИЗ-06. Проект застройки территории нефтебазы по ул. Мокрушина в г.Томск, 2006.
- ГОСТ 20522-96 «Методы статистической обработки результатов испытаний».
- ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация».
- СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства».
- СП 22.13330.2011 «Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83».

**ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕЛО-МЕРГЕЛЬНЫХ ПОРОД
БЕЛГОРОДСКОЙ И ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТЕЙ**

Н.В. Колтунов

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Овчинников
*Белгородский государственный национальный исследовательский университет, г.
Белгород, Россия*

Настоящая работа является результатом прохождения производственной практики в изыскательской организации ООО «Стройизыскание» г. Белгорода, а также результатом обобщения материалов инженерно-геологического изучения меловых грунтов, полученных проектно-изыскательскими организациями г.Белгорода и г. Воронежа.

Стратиграфически рассматриваемые мел-мергельные грунты Белгородской и Воронежской областей принадлежат верхнему отделу меловой системы – туронскому, коньякскому, кампанскому и маастрихтскому ярусам. К мел-мергельным грунтам относятся карбонатные породы органогенно-химического происхождения, сформировавшиеся в водной среде и состоящие из карбонатной (растворимой) и глинистой (нерастворимой) частей [8,3]. Мел-мергельные породы относятся к полускальным грунтам со слабыми структурно-кристаллизационными связями. При увлажнении и разрушении они способны переходить в пластичное состояние, сопровождаемое резким понижением прочности и приобретением физико-механических свойств связных грунтов.

По результатам исследований в НИУ «БелГУ» механическая прочность на одноосное сжатие образцов мела естественной структуры при замачивании снижается в 2,5-3 раза, зависит от времени водонасыщения. Следовательно, коэффициент размягчаемости в процессе водонасыщения во времени уменьшается. После 5 суток водонасыщения он составил 0,36, а на 51 сутки – 0,28. Таким образом, белый писчий мел по коэффициенту размягчаемости является слабоводоустойчивой породой, слабо сопротивляется процессам выветривания и не обладает морозостойкостью [4].

Макроскопически мел представляет собой породу белого цвета, сильнопористую, тонкодисперсную, оставляющую пачкающий след. При микроскопическом изучении шлифов структура тонкокристаллическая, пелитоморфная (размер зерен кальцита от 0,001 мм до 0,03мм) с примесью детрита (обломки раковин фораминифер и остракод размером от 0,02 до 0,12 мм) [5].

Мергель отличается большей плотностью, серовато-желтоватым оттенком, обусловленным большим содержанием глинистой составляющей. Химический состав меловых грунтов характеризуется преобладанием СаО над MgO. Минералогический состав мел-мергельных грунтов представлен карбонатной частью и нерастворимым остатком. В составе карбонатной части резко преобладает кальцит, подразделяющийся на органический и пелитоморфный (преобладание фракций <0,01 мм). Органический кальцит представлен остатками древних водорослей и составляет 55% объема карбонатной части. Пелитоморфный или порошкообразный является продуктом переработки древних водорослей илюедными организмами. Нерастворенный остаток представлен кварцем и минералами глинистой группы.

Отложения турон-коньякского и кампан-маастрихтского ярусов представлены преимущественно мелами чистыми и глинистыми с подчиненными прослоями мергелей, преимущественно слабоглинистых и мелоподобных, реже глинистых и сильноглинистых. По степени выветрелости они подразделяются на разновидности: трещиноватые, сильнотрещиноватые и рухляки [2].

Рухляк мела чистого и глинистого характеризуется следующими нормативными показателями физических свойств: плотность $\rho = 1,83 \text{ г/см}^3$; коэффициент пористости $e = 0,9$ д.е.

Рухляк мергеля мелоподобного и слабоглинистого характеризуется увеличением значения природной влажности до 0,30 и уменьшением значения коэффициента пористости до 0,83 д.е. Нормативные значения основных показателей физических свойств: плотность $\rho = 1,92 \text{ г/см}^3$; коэффициент пористости $e = 0,83$ д.е.

Анализ частных значений определений сопротивления одноосному сжатию рухляка мелов чистых и глинистых свидетельствует о широком диапазоне изменений значений сопротивлений одноосному сжатию ($0,14 \text{ МПа} \leq R_{сж} \leq 1,72 \text{ МПа}$) при нормативном значении 0,6 МПа и коэффициенте вариации 66%. Анализ условий залегания рухляков позволил установить, что значения $1,0 \text{ МПа} \leq R_{сж} \leq 1,72 \text{ МПа}$ относятся к рухлякам, залегающим практически с поверхности, т.е. не перекрытые толщей вышележащих отложений. Это – склоны балок, речных долин, оврагов.

Деформационные свойства рухляков определялись по ограниченному числу образцов. Характерным является значительный разброс значений модуля деформации. Видимо, неоднородность деформационных свойств связана со структурно-литологической неоднородностью рухляка. Изменение физических свойств этих образцов незначительно. Сдвиговые испытания проводились по двум схемам: при природной влажности и при полном водонасыщении. В первом случае значение сцепления – 0,09 и 0,1 МПа, во втором 0,03 МПа. Угол внутреннего трения в обоих случаях составляет 24-25 град [1].

По результатам лабораторных испытаний в НИУ «БелГУ» для мела в глиноподобном состоянии нарушенной структуры в состоянии полного водонасыщения компрессионный модуль деформации в интервале давлений 0,1-0,2 МПа составляет 10,4 МПа. При сдвиговых испытаниях по схеме консолидировано-дренированного медленного сдвига для этих же образцов мела удельное сцепление составило 28 кПа, угол внутреннего трения – 27 град [6].

В пределах зон рухляков был выполнен определенный объем статического зондирования, подтвердивший сложное строение зоны и выявивший различия между рухляками, расположенными в пределах речных долин и на водоразделах. В частности, в пределах речных долин выявлены участки со значениями лобового сопротивления $q_3 = 0,1 - 1,4$ МПа и $1,0 - 6,0$ МПа. На водоразделах значения лобового сопротивления меняются от $1,0$ до $4,0$ МПа. Приуроченность наиболее низких значений лобового сопротивления к днищам речных долин, к разностям карбонатных грунтов, расположенных ниже уровня грунтовых вод, позволяет сопоставить их с текучепластичными и текучими разностями меловых грунтов.

Сильнотрещиноватые мела и мергеля мелоподобные слабоглинистые отличаются от мелов и мергелей аналогичного состава зоны рухляка прежде всего своим физическим состоянием. По показаниям физических свойств они обладают более низким значением коэффициента пористости ($0,9$ и $0,84$), более низким значением числа пластичности, соответствующим суглинкам легким. Нормативные значения основных показателей физических свойств: плотность $\rho = 1,80$ г/см³; коэффициент пористости $e = 0,94$ д.е.

Значения сопротивления одноосному сжатию для сильнотрещиноватых разностей мелов чистых и глинистых отличаются увеличением по сравнению с мелями рухляка. Нормативное значение $R_{сж}$ составляет $0,52$ МПа, для рухляка – $0,42$ МПа.

Деформационные свойства мелов сильнотрещиноватых характеризуются большой изменчивостью. Для мелов природной влажности значения модуля деформации в интервале нагрузок $0,1-0,3$ МПа меняется от $12,8$ до $79,4$ МПа при нормативном значении от $50,9$ до $62,2$ МПа. Для мелов замоченных нормативное значение модуля деформации в интервале нагрузок $0,7 - 0,9$ МПа составляет $56,6 - 79,7$ МПа. При замачивании мела в ряде случаев проявляют тенденцию к просадочности, а иногда ведут себя как просадочные грунты, давая при замачивании значение относительной просадочности $0,01$ при начальном просадочном давлении $0,05$ МПа.

Прочностные свойства мелов были получены по результатам испытаний по двум схемам. Нормативные значения по схеме с предварительным уплотнением и полным водонасыщением составили: удельное сцепление $0,03$ МПа, угол внутреннего трения – 34 град. Вторая схема отличается от первой отсутствием замачивания образца. Нормативные значения характеризуются близкими к первой схеме и составляют: удельное сцепление – $0,07$ МПа, угол внутреннего трения – 28 град. [2, 1]

В результате наших лабораторных испытаний для мела естественной ненарушенной структуры при полном водонасыщении характерно то, что образцы при уплотнении ступенями до $0,6$ МПа деформируются незначительно и упруго, а при разгрузке объем образца полностью восстанавливается даже после третьей ветви нагружения. Компрессионный модуль деформации меняется от $12,5$ МПа при давлении $0,1$ МПа до $74,0$ МПа в интервале давлений от $0,3$ до $0,6$ МПа [7]. При сдвиговых испытаниях по схеме консолидировано-дренированного медленного сдвига удельное сцепление составило 202 кПа, угол внутреннего трения – 33 град. [6]

Таким образом, карбонатные грунты верхнего мела, обладая различиями в составе и физико-механических свойствах между литологическими типами (мел и мергель), внутри последних в пределах исследуемой территории, наиболее существенно различаются в своем физическом состоянии по степени выветрелости. Последняя оказывает существенное влияние на фильтрационные и прочностные свойства грунтов. По результатам испытаний установлено, что нарушение структурно-текстурных особенностей мелового грунта ведет к резкому уменьшению его характеристик прочности при сдвиге и характеристик сжимаемости при компрессионных испытаниях.

Литература:

1. Дурнев Ю.Ф. Мел-мергельные грунты правобережья Дона / Справочное пособие. – Воронеж: Фондовые материалы «ВоронежТИСИЗ», 1985, 195 с.
2. Куприна Г.А., Полтев Н.Ф., Сергеев Е.М. Инженерно-геологическая характеристика мела Воронежской области // Труды совещаний по инженерно-геологическим свойствам горных пород и методам их изучения. – Воронеж, 1957. – Т.2. – С. 90 – 98.
3. Носов Г.И. Литология и инженерно-геологическая характеристика писчего мела долины Дона // Труды совещаний по инженерно-геологическим свойствам мел-мергельных пород. – Воронеж, 1957. – Т.2. – С.35 – 43.
4. Овчинников А.В. Определение коэффициента размягчаемости белого писчего мела // Материалы II Международной научно-практической конференции молодых ученых. – Белгород, 2011. – С.156 – 158.
5. Овчинников А.В. К вопросу о микроскопическом исследовании структурно-текстурных особенностей мела // Материалы IV Международной научной конференции «Проблемы природопользования и экологическая ситуация в Европейской России и сопредельных странах». – Москва – Белгород, изд-во «КОНСТАНТА», 2010. – С. 406 – 408.
6. Овчинников А.В., Кучеренко А.П., Аладыин В.П. Прочностные характеристики мелового грунта определенные по результатам испытаний методом одноплоскостного среза // Материалы II Всероссийской заочной (с международным участием) научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Белгород, 2012. – С. 13 – 16.
7. Овчинников А.В. Лабораторные испытания полускального мелового грунта для определения модуля деформации // Сборник трудов Международной конференции «Новые дороги России». – Саратов: ООО «Издательский центр «Наука», 2011. – С. 233 – 239.
8. Сергеев Е.М., Сидорова Г.А. К вопросу о составе и свойствах меловых толщ Воронежской области // Вестник Московского государственного университета. Серия физ. - мат. и ест. наук. – Москва, 1950. – № 12. – С. 54 – 65.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОТКРЫТОЙ РАЗРАБОТКИ БАЧАТСКОГО УГОЛЬНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОДОЗАБОРОВ НА
ВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ В БАСЕЙНЕ РЕКИ БАЧАТ**

Е.В. Кувшинова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность данного исследования определяется необходимостью рационального использования водных ресурсов с целью минимизации техногенного воздействия на элементы гидросферы промышленно развитого района, для которого остро стоит вопрос сохранения качества источников питьевого водоснабжения.

Водопользование в бассейне р. Бачат имеет следующие особенности, обусловленные совместной эксплуатацией Бачатского угольного разреза и подземных водозаборов в бассейне р. Бачат. Первая особенность заключается в добыче подземных вод для теплоснабжения, хозяйственно-питьевого и промышленного водоснабжения. Извлечение подземных вод производится на двух участках расположенных на территории между р. Малый Бачат и р. Большой Бачат: подземный водозабор № 1 (скважины п. Бачатский, п. Мамонтово и месторождения Сухореченского) – с проектным дебитом 5229,72 тыс.м³/год и суммарным водоотбором за 2011 г. – 1662,149 тыс.м³/год, подземный водозабор № 2 (скважины п. Старобачаты) – с проектным дебитом 306,6 тыс.м³/год и суммарным водоотбором и технологическим воздействием на все компоненты геологической среды и существенным изменением экологической обстановки.

Следующая особенность водопользования заключается в водоотведении, которое представлено выпуском №1 в р. Малый Бачат в виде смешанных сточных вод, прошедших биологическую очистку на очистных сооружениях канализации пгт. Бачатский (за 2011 г. в р. Малый Бачат сброшено 1259,88 тыс.м³ сточных вод) [1].

Немаловажной особенностью водопользования является разработка каменноугольного месторождения открытым способом; сопровождающаяся существенным изменением экологической. Наиболее интенсивному воздействию подвергаются водные ресурсы. Происходит перераспределение поверхностного и подземного стоков, изменяются условия формирования водопритоков в карьеры и речного стока водотоков первых порядков. Эксплуатация карьера приводит к нарушению естественных ландшафтов и влияет на формирование химического состава природных вод.

Утвержденным техническим проектом осушение поля разреза предусматривается открытым водоотливом при помощи водоотливных установок. По существующей схеме водоотвода сброс карьерных вод через систему отстойников после их механической очистки осуществляется в реки М. Бачат и Б. Бачат. Карьерные воды с центрального и северного блоков разреза поступают через выпуск № 1 в русло р. М. Бачат. Водоотлив с южного блока поля разреза через выпуск № 2 направляется в р. Б. Бачат. Выпуск № 3 представляет собой дренажные воды плотины Бековского гидроотвала. Искусственное водохранилище находится в верхней части водосборной площади руч. Салаирка. Дренажные воды через тело плотины гидроотвала отводятся по руслу руч. Салаирка в р. М. Бачат.

Анализ структуры водопритоков в карьер по данным непосредственных замеров расхода на одном из водоотливных участков, и сопоставление их с результатами расчётов показывает, что доля поверхностного стока от общего водопритока в карьер составляет приблизительно 75 % [2].

Открытая разработка Бачатского угольного месторождения и эксплуатации водозаборных скважин оказывают совместное влияние на подземные воды. За десятилетия совместной эксплуатации сформировалась воронка депрессии, вследствие чего понизился уровень подземных вод. Произошла трансформация химического состава подземных вод.

Результаты данного исследования могут быть учтены при оценке надежности эксплуатации водохозяйственных систем в случае отработки Бачатского угольного месторождения в сторону подземных водозаборов.

Литература

1. Отчетная документация ООО «Бачатские коммунальные сети»
2. К.И. Кузеванов, Я.Е. Петровская. Поверхностный сток в формировании водопритоков при открытой разработке Бачатского угольного месторождения.

**ОСОБЕННОСТИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ
НА ТЕРРИТОРИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТОВ**

И.Ю. Кузьменко, О.В. Киселева

Научный руководитель профессор Ю.И. Олянский

Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет, г. Волгоград, Россия

Лессовые грунты широко распространены на территории России. Они встречаются в Белгородской, Воронежской, Брянской, Ростовской областях, Ставропольском и Краснодарском краях, среднем и южном Поволжье, на юге Западной Сибири, Алтае и в некоторых других регионах. Лёссовые породы -специфический с инженерно-геологических позиций тип природных образований. Эта специфика обусловлена низкой их водопроцностью и, главное, просадочностью, или способностью резко снижать свою пористость (объём) под

нагрузкой при замачивании толщи. В результате просадки поверхность грунтового массива опускается, сооружение, возведённое на нём, деформируется. Современный этап инженерно-геологического изучения лёссовых грунтов характеризуется целенаправленной разработкой широкого круга вопросов: генезис и возраст лёссовой толщи; особенности циклического строения лёссовой толщи; мощность просадочной части толщи и её общая мощность; генезис и возраст просадочности; тип изменения просадочности лёссовой толщи по глубине и целый ряд других вопросов.

Основная цель инженерно-геологических изысканий в районах распространения лёссовых грунтов заключается в обеспечении проектирования необходимой и достаточной информацией об инженерно-геологических условиях территории строительства, эксплуатации и ликвидации зданий и сооружений. Инженерно-геологическая оценка территории включает оценку и прогноз изменения следующих компонентов: физико-географической обстановки (климат, рельеф, орографию); геологического строения; гидрогеологических условий; состава, строения и свойств грунтов; физико-геологических процессов и явлений. Состав и объём инженерно-геологических изысканий устанавливаются в соответствии со сложностью инженерно-геологических условий, стадией проектирования и характера проектируемого объекта. Детальность характеристики компонента инженерно-геологических условий находится в зависимости от цели и стадии проектирования. Так для составления проекта городской планировки особое внимание уделяется выявлению и локализации опасных физико-геологических процессов. На стадии рабочих проектов и рабочей документации предприятий, зданий и сооружений основное внимание уделяется оценке состава и свойств грунтов массива, определению нормальных условий эксплуатации сооружения, а также прогнозу их изменения в процессе строительства и эксплуатации сооружения.

Инженерно-геологические изыскания - всегда ответственная работа, от полноты и качества которой зависит стоимость проекта, эффективность строительства и безаварийная эксплуатация построенного сооружения, а также последующая его реконструкция и ликвидация. Современное проектирование военных и народнохозяйственных объектов предъявляет высокое требование к своевременности, информативности и достоверности материалов инженерно-геологических изысканий на территориях сложенных лёссовыми просадочными грунтами. Отсутствие таких материалов исключает возможность вариантного проектирования, что приводит к удорожанию проекта и строительства, не даёт должной гарантии надёжной эксплуатации сооружения. Деформация зданий и сооружений на Атоммаше, построенном на лёссовых просадочных грунтах большой мощности, красноречивый пример проектирования и строительства крупного объекта в условиях отсутствия опережающей и достоверной информации об инженерно-геологических условиях территории строительства.

Главные задачи, которые обуславливают инженерно-геологические изыскания на территориях сложенных лёссовыми грунтами, следующие.

а) изучение мощности и площади распространения лёссовых грунтов. Это достигается проходкой горно-буровых выработок на всю мощность лёссовой толщи (склонной к просадке) независимо от типа, вида, этажности проектируемого сооружения;

б) определение возможной просадки от собственного веса грунта и мощности просадочной толщи. Вся вскрытая лёссовая толща опробывается отбором образцов грунта ненарушенного сложения (монолитов). Причём по разрезу должны быть опробованы все литологические виды лёссового грунта. Интервал опробования не должен превышать 2.0 м. Из отобранных монолитов выполняют компрессионные испытания по методам: «одной кривой» для определения просадки толщи от собственного веса и «двух кривых» – для изучения величины просадочности при различных давлениях на грунт. В отдельных случаях для определения просадки толщи от собственного веса выполняют замачивание опытных котлованов. Последний метод используется, в основном, при изучении провально-просадочных грунтов. Для других он малоэффективен из-за необходимости чрезвычайно длительного проведения опыта (до 1 года);

в) определение начального просадочного давления лёссовых грунтов. Для этой цели используются результаты компрессионных испытаний по методу «двух кривых». Строятся графики зависимости начального просадочного давления от глубины. Одновременно рекомендуется выполнить опытное (полевое) изучение грунтов штампом площадью 5000 см² по схеме «двух кривых». Это позволит изучить значение начального просадочного давления в натурных условиях и рассчитать корректировочные коэффициенты перехода от лабораторных испытаний к натурным.

При изучении лёссовых оснований особая роль принадлежит оценке величины послепросадочного уплотнения, которая может достигать у некоторых типов лёссовых отложений 100% и более относительно просадочности определенной по гостированной методике. Такие исследования выполняются в компрессионных приборах в условиях длительной фильтрации воды через образец грунта (не менее 30 суток). Полученные результаты позволяют откорректировать величину относительной просадочности и начальное просадочное давление, что даст возможность прогнозировать величину просадки сооружений с большей достоверностью.

г) определение начальной просадочной влажности. Такие исследования проводятся в одометрах. Целесообразность их должна быть обусловлена характером проектируемого объекта и режимом его эксплуатации;

д) определение прочностных характеристик лёссового просадочного грунта. К прочностным характеристикам относятся; удельное сцепление и угол внутреннего трения. Эти данные получают методом испытаний грунтов на срез в сдвиговых приборах. Испытание образцов грунта выполняется после их водонасыщения в одометре без возможности набухания при вертикальных нагрузках: 0,05-0,15 (МПа). Для обеспечения проектировщика данными для проектирования противопросадочных мероприятий определяют

прочность образцов грунта уплотнённых до $\rho_d = 1,65 \text{ г/см}^3$ при вертикальных нагрузках 0,1-0,2-0,3 МПа, испытания проводятся по методу неконсолидированного среза;

е) определение модуля деформации. Изучение сжимаемости осуществляется по результатам компрессионных испытаний – графикам зависимости деформации от нагрузки. Для расчётов используют прямолинейные участки графиков в интервале нагрузок 0,1-0,2 (МПа). Кроме того, модуль деформации рассчитывается по данным статических нагрузок на штамп площадью 5000 см² в шурфах. Это даёт возможность получить корректировочные коэффициенты для перехода от компрессионных испытаний к натурным опытам;

ж) определение оптимальной влажности уплотнения лёссового грунта. Эти данные используются при проектировании уплотнения лёссовых грунтов различными методами. Рассчитывается оптимальная влажность по результатам специальных лабораторных опытов;

з) характеристика участка по потенциальной подтопляемости. Эти сведения являются чрезвычайно важными. Они призваны дать прогноз изменения уровня подземных вод на участке после строительства в процессе эксплуатации территории и объекта. В зависимости от прогнозируемого изменения уровня подземных вод выбираются противоопасочные мероприятия, мероприятия по устройству гидроизоляции подземных частей здания, а также определяется категория грунтов по сейсмическим свойствам (в сейсмических районах);

и) при разработке мероприятий по технической мелиорации лёссовых грунтов (улучшению их свойств) по специальному заданию могут выполняться следующие исследования: определение гранулометрического и микроагрегатного состава лёссового грунта, изучение химического состава водных вытяжек, определение ёмкости поглощения и состава обменных катионов, минеральный состав (по фракциям), определение коэффициента фильтрации (в вертикальном и горизонтальном направлениях и др.);

к) изучение опыта строительства на просадочных грунтах в регионе.

Выявляются все деформации сооружений на лёссовых основаниях. Систематизируются и анализируются причины деформаций. Это позволит оценить эффективность противоопасочных мероприятий и выбрать наиболее оптимальный вариант борьбы с просадочностью для конкретных инженерно-геологических условий.

Изучение лёссовых толщ и грунтов строительной площадки в таком объёме призвано полностью обеспечить качественную инженерно-геологическую информацию, необходимую для принятия обоснованных проектных решений.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЙ

А.П. Кулешов

Научный руководитель профессор В.В. Пендин

Московский государственный горный институт, г. Москва, Россия

В настоящее время в ходе проведения инженерно-геологических изысканий определение необходимых параметров грунтов производится в разных объемах и с разной целью в зависимости от стадии проектирования.

При этом описание инженерно-геологических условий территории строительства, выделения инженерно-геологических элементов выполняется согласно существующим нормативным документам [2].

Однако проводимые исследования дают не достаточное количество данных для дальнейшего математического моделирования напряженно-деформируемого состояния в условиях плотной застройки, что очень актуально для крупных городов. Возникают трудности в определении и назначении параметров грунта для численного моделирования, что требует разработки методологических подходов как по определению отдельных параметров, так по назначению параметров в качестве входных, т.е. необходима программа инженерно-геологических изысканий обеспечивающая достоверное численное моделирование.

В настоящей работе речь пойдет о технологии назначения входных параметров грунтов моделей Mohr-Coulomb и Hardening Soil программного комплекса PLAXIS и методах их определения (применительно к центральной части города Москвы).

Была рассмотрена локальная литотехническая система, которая состоит из проектируемого многофункционального комплекса по адресу ул. Ходынская вл. 2; здания по адресу ул. Ходынская д. 4.

На основе всего сказанного было проведено сопоставление данных полученных при моделировании с данными многолетних мониторинговых наблюдений, и расчетами традиционным методом послойного суммирования.

Таблица 1

Параметры линейно-упругой идеально-пластической модели Мора–Кулона [1]

Символ	Название	Размерность
E_0	Модуль упругости (tangent Young's Modulus)	кН/м ²
ν (nu)	Число Пуассона (Poisson's ratio)	–
c	Сцепление (Cohesion)	кН/м ²
φ (phi)	Угол внутреннего трения (Friction angle)	град
ψ (psi)	Угол дилатансии (Dilatancy angle), принимает значения $0 \leq \psi \leq \varphi$	град

Перечень параметров грунта для модели PLAXIS Hardening Soil [1]

Символ	Название	Ед. изм.
E_{50}^{ref}	Секущий модуль упругости при 50% значении ($\sigma_1 - \sigma_3$) из трехосных испытаний (Reference stiffness for triaxial compression)	кН/м ²
E_{oed}^{ref}	Тангенциальный модуль упругости из компрессионных испытаний (Reference stiffness for primary oedometer loading)	
E_{ur}^{ref}	Модуль упругости при разгрузке-повторном нагружении из компрессионных испытаний (Reference stiffness for triaxial unloading)	
ν_{ur}	Число Пуассона при разгрузке-повторном нагружении, по умолчанию $\nu_{ur} = 0.2$	—
m (power)	Показатель степени, для описывания влияния ограничивающего давления на модуль упругости, определяется из компрессионных испытаний	—
K_0	Коэффициент бокового давления грунта $K_0 = \sigma_{xx}' / \sigma_{yy}'$ при консолидации, по Jáky (1944) $K_0^{NC} = 1 - \sin \varphi$	—
p^{ref}	Опорный уровень напряжений (Reference stress for stiffnesses), по умолчанию $p^{ref} = 100$	кН/м ²
c	Эффективное сцепление из трехосных испытаний	град
φ (phi)	Эффективный угол внутреннего трения из трехосных испытаний	
ψ (psi)	Угол дилатансии из трехосных испытаний (КД), обычно $\psi = \varphi - 30^\circ$	

Ниже приведены результаты расчета:

1) Результаты расчета программных комплексом PLAXIS

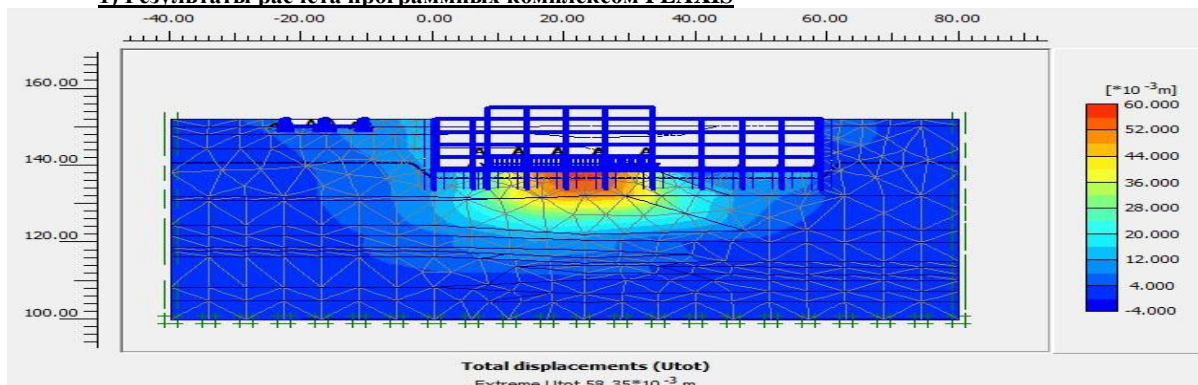


Рис. 1. Общие суммарные перемещения деформаций здания по адресу Ходынская д. 4 совместно с строительством проектируемого многофункционального комплекса по адресу Ходынская вл. 2

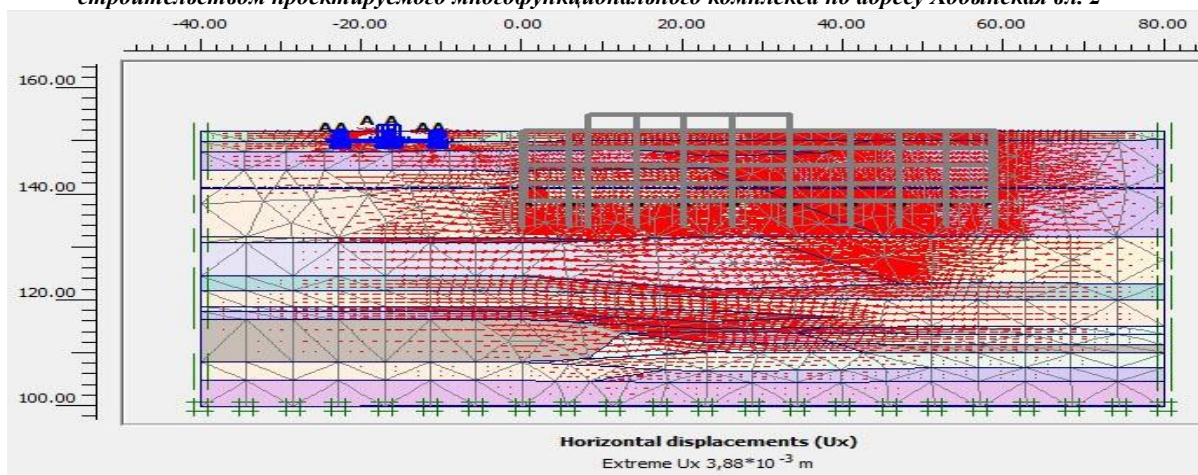


Рис. 2. Горизонтальные перемещения здания адресу ул. Ходынская, д. 4 совместно со строительством проектируемого многофункционального комплекса по адресу Ходынская вл. 2

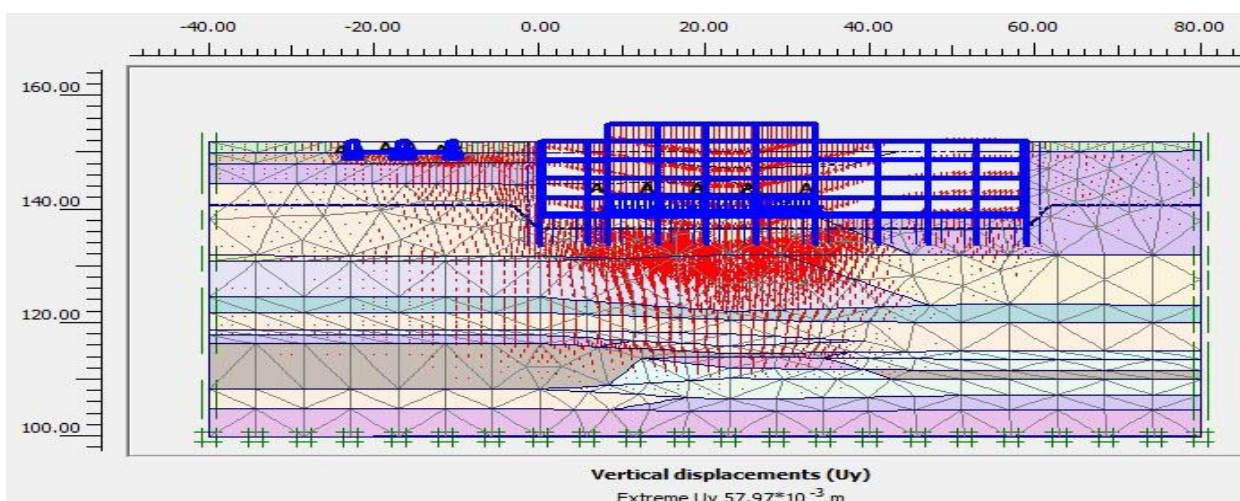


Рис. 3. Вертикальные перемещения здания адресу Ходынская д. 4 совместно с строительством проектируемого многофункционального комплекса по адресу Ходынская вл. 2
2) Результаты многолетних мониторинговых наблюдений

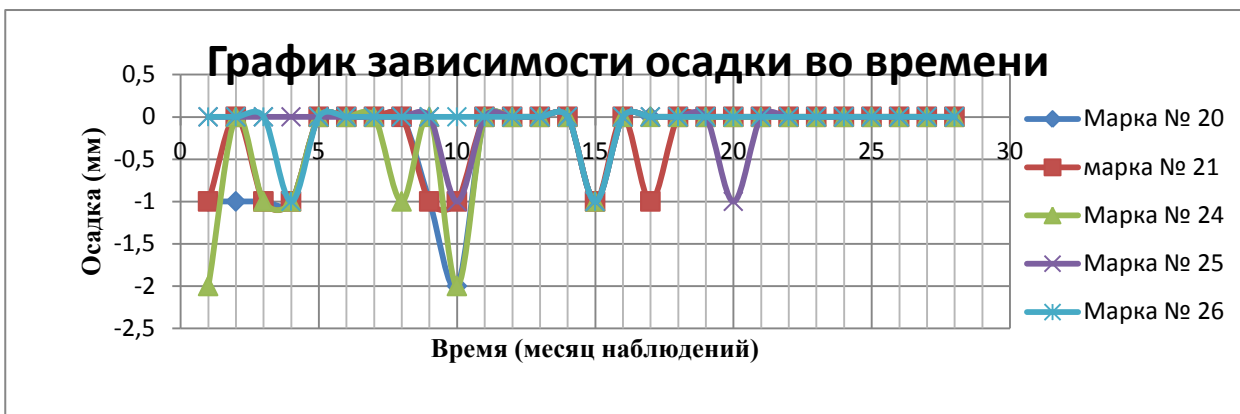


Рис. 4. График зависимости осадки от времени

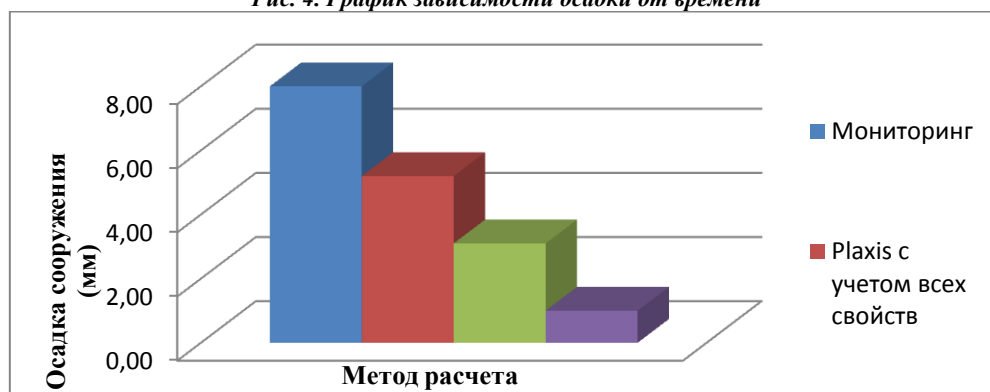


Рис. 5. График сравнительного анализа методов расчета под центром сооружения

$$\text{Осадка основания была рассчитана по формуле: } S = \beta * \sum_{i=1}^n \frac{\sigma_{zp,i} * h_i}{E_i},$$

где $\beta=0,8$ – безразмерный коэффициент; $\sigma_{zp,i}$ – среднее значение дополнительного вертикального нормального напряжения в i -том слое грунта, равное полусумме указанных напряжений на верхней z_{i-1} и нижней z_i границах слоя по вертикали, проходящей через центр подошвы фундамента; h_i и E_i соответственно толщина и модуль деформации i -го слоя грунта; n – число слоев, на которое разбита сжимаемая толща основания.

Осадки сооружений без учета строительства для сооружений по адресу ул. Ходынская дом 4-2,7 см, а с учетом строительства 2,8 см.

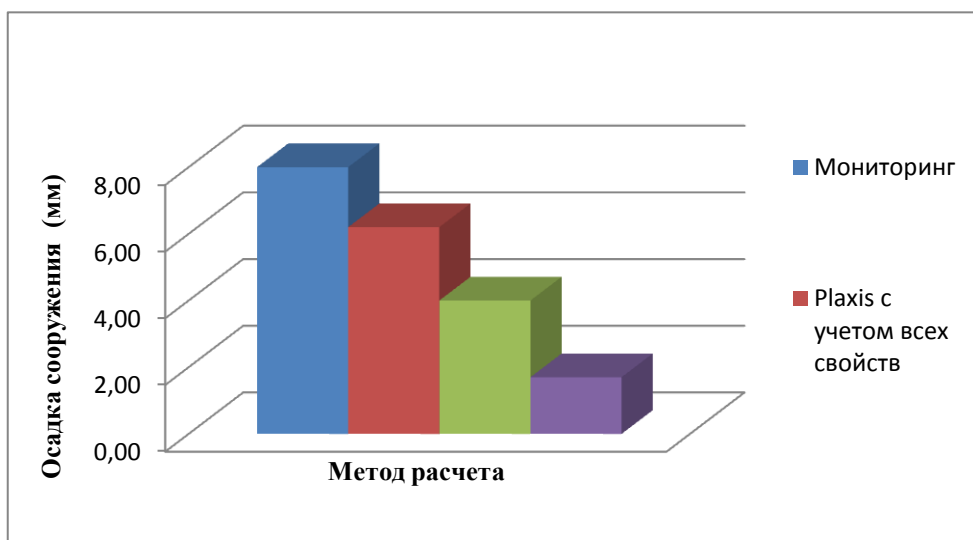


Рис. 6. График сравнительного анализа методов расчета под углом сооружения

3) Результаты расчета методом послойного суммирования

Таблица 3

Таблица результатов расчета осадок здания разными методами

Наименование метода расчета	центр	угол
метод послойного суммирования (мм)	1,00	1,70
мониторинг (мм)	8,00	8,00
программный комплекс plaxis с скорректированными данными (мм)	5,20	6,20
программный комплекс plaxis с данными из изысканий (мм)	3,10	4,00

Анализируя полученные результаты, следует отметить, что традиционные методы расчета напряженно-деформированного состояния применимы только для зданий и сооружений с небольшими нагрузками на основание, в противном случае получаем большую ошибку, до 30-50 %.

Наиболее достоверные значения дает программный комплекс Plaxis, результаты которого сопоставимы с данными многолетних мониторинговых наблюдений за деформациями зданий и сооружений.

Рекомендуется при проектировании в сложных инженерно-геологических условиях, а так же для сооружений I уровня ответственности все входные параметры для последующего моделирования непосредственно определять на площадке, что повысит уровень расчетов.

Инженерные изыскания должны обеспечивать комплексное изучение природных условий района (участка) строительства и получение необходимых материалов для разработки экономически целесообразных и технически обоснованных решений при проектировании и строительстве объектов, а также данных для составления прогноза изменений окружающей природной среды под воздействием строительства и эксплуатации предприятий, зданий и сооружений.

Процесс установления параметров грунта для последующего численного моделирования является важнейшей составляющей обеспечения качества оценки напряженно-деформированного состояния грунтового массива. Поэтому необходимо уделить особое внимание разработке отечественных нормативов для определения числа Пуассона, коэффициента бокового давления грунта в состоянии покоя, угла дилатансии. В настоящее время идет заключительная стадия решения поставленной задачи [1].

Литература

1. Строкова Л.А. Определение параметров для численного моделирования поведения грунтов // Известия ТПУ. 2008. Т. 313. № 1. С. 69–74.
2. Цытович Н.А. Тер-Мартirosян З.Г. Основы прикладной геомеханики в строительстве. – М.: Высшая школа, 1981 г

**МОНИТОРИНГ ДЕФОРМАЦИЙ ИСТОРИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ПОСЛЕ УКРЕПЛЕНИЯ
ОСНОВАНИЯ МЕТОДОМ ИНЪЕЦИРОВАНИЯ**

А.П. Кулешов

Научный руководитель профессор В.В. Дмитриев

*Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе, г.
Москва, Россия*

Мониторинг исторических зданий и сооружений (исторических природно-технических объектов) – целенаправленная система получения информации об объектах культурного наследия необходимая для разработки моделей прогноза развития и принятия существенных решений по сохранению оптимального режима функционирования памятников архитектуры. Для получения сведений, характеризующих баланс напряжений и деформаций сооружений Свято-Троицкой Сергиевой Лавры, в 1996 г. были установлены грунтовые опорные, стеновые репера, трещинные маячки, лазерные уровнемеры и мессуры, действующие и поныне. Результаты столь долговременных исследований дают возможность для детального изучения процесса деформаций, изменений свойств грунтов оснований исторических сооружений, выявления причин и следствий данных процессов.

Рассмотрим на примере Трапезного Храма Свято-Троицкой Сергиевой Лавры. Трапезная с церковью Сергея Радонежского представляет собой протяженное монументальное здание общей длиной около 89 м, состоящее из 3-х основных блоков: церковь Сергия Радонежского, большой зал Трапезной с примыкающим притвором и 2-х этажный блок малой трапезной с ризницей. Церковь и трапезная палата подняты на подклетный этаж высотой 6 м. Вокруг всего здания проходит на уровне пола Трапезной открытое гульбище шириной от 3,6 до 5,4 м, поддерживаемое сводами на аркадах. Церковь поставлена поперек склона холма «Маковец» со стороны поймы реки Кончуры. Фундаменты стен Трапезной Храма являются ленточными, выложенные из валунов и булыжного камня, швы между которыми заполнены сложным известковым раствором с кирпичным щебнем, по верху фундаментов выложен пояс из тесанного белого камня (из одного или двух рядов) на том же растворе. Для уплотнения грунтов оснований с целью увеличения их несущей способности были забиты деревянные сваи диаметром от 0,15 до 0,20 м и длиной от 1,8 до 2,1 м. Грунты основания представлены верхнечетвертичными отложениями делювиальными (покровными) тугопластичными суглинками.

Причиной образования многочисленных трещин в стенах, сводах и фундаментах, разрывов стяжек храма являлась большая разность осадок фундаментов различных частей здания, приведшая к существенным деформациям. На основании данных высокоточных геодезических наблюдений за деформациями Трапезного Храма ведутся в периоды с 25.01.1996 – 2004 гг., с 2005 – по 2007 гг. и с 2008-2012 гг. До закрепления основания (1996-2004 гг.) отдельные части памятника испытывали различные по скорости и направлению вертикальные перемещения. Вследствие сформировавшихся на то время неблагоприятных условий для существования фундаментов памятника архитектуры (периодическое смачивание, свободный доступ кислорода, интенсивного биогенного воздействия) Закрепления основания в период 2006-2007 годы явилось причиной уменьшения высотных отметок деформационных марок на 15-20 мм. Через 2 года после закрепления – сооружение сооружения стабилизировалось. Замеры 2008-2012 гг. показали, что скорость деформаций Трапезного Храма существенно уменьшились. Основная часть сооружения испытывает незначительную осадку (менее 0,5 мм/год).

Планируется применения так же лабораторного и численного моделирования системы «грунт–фундамент–надземная часть памятника архитектуры» с применением компьютерных программ. По мере накопления и обработки новой информации будут вноситься корректировки. Полученный опыт существенно сократит сроки и затраты на проведение реставрационных работ.

**ВНУТРИГОДОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДНОГО СТОКА ПРАВЫХ ПРИТОКОВ Р. ТОМИ –
РЕК МОСТОВКИ, КАМЫШКИ, ЧЕРНОЙ И ШИШКОБОЙКИ**

Е.А. Куприянов

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе рассмотрены гидрологические особенности правых притоков р. Томи – рек Камышка, Мостовка, Чёрная и Шишкобойка, особое внимание уделено определению водного стока рассматриваемых рек, а также построению и расчленению их гидрографов.

Главная водная артерия исследуемой территории – р. Томь – правый приток р. Оби. В пределах исследуемой территории в реку Томь впадают малые реки Камышка, Мостовка, Чёрная и Шишкобойка (рис. 1).

Определение внутригодичного распределения стока малых рек выполнялось согласно СП 333–101–2003 обеспеченностью 99%, методом средних распределений стока по реке – аналогу, а также с учётом данных по расходу изучаемых рек, полученных в результате полевых работ в 2008 – 2012 гг. с участием автора (табл. 1). Аналогом изучаемых рек была выбрана река Киргизка (рис. 1), соответствующая всем критериям, выдвигаемым для реки – аналога. Метод средних распределений стока основан на расчёте средних относительных распределений месячных объёмов стока от годовой их суммы за все годы, входящие в ту или иную градацию водности. Эти распределения являются типовыми для каждой отдельной группы характерных по водности лет. Для получения расчётного распределения умножают месячные доли стока выбранной градации водности на объём стока за водохозяйственный год заданной вероятности превышения. Что касается обеспеченности, то это

показатель, который используется для получения расчетных гидрологических характеристик и является нормативным при проектировании гидроузлов. Обеспеченность 99% назначается при проектировании гидроузлов, предназначенных для водоснабжения атомной электростанции. Расчёты внутригодового распределения стока рек производят по водохозяйственным годам, начинающимся с первого месяца многоводного сезона (обычно с апреля) [1].

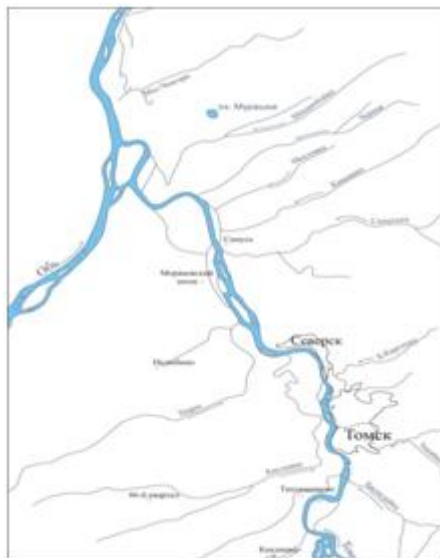


Таблица 1

Внутригодовое распределение водного стока рек Шишкобойки, Чёрной, Мостовки и Камышки при обеспеченности годового стока 99 %, м³/с

Река	Пункт	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Шишкобойка	устье	2,37	3,54	0,69	0,37	0,50	0,65	0,28	0,27	0,25	0,22	0,23	0,27
Чёрная		1,34	2,00	0,39	0,21	0,30	0,40	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,15
Мостовка		0,72	1,07	0,21	0,11	0,15	0,21	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08
Камышка		1,93	2,89	0,56	0,30	0,40	0,55	0,23	0,22	0,21	0,18	0,19	0,22

В результате, используя данные внутригодового распределения водного стока, были построены гидрографы изучаемых рек (рис. 2), позволяющие оценить изменение расхода воды во времени.

Расчленение гидрографов по видам питания производилось по методу Б.И. Куделина [19]. Расчленение гидрографа применяется для графического выделения объемов воды, сформированных различными источниками питания. В этом случае доля того или иного вида питания определяется пропорционально соответствующим площадям на гидрографе. В результате расчетов можно получить количественную оценку каждого источника питания за год и, что особенно важно, выделить подземную составляющую общего годового стока [3].

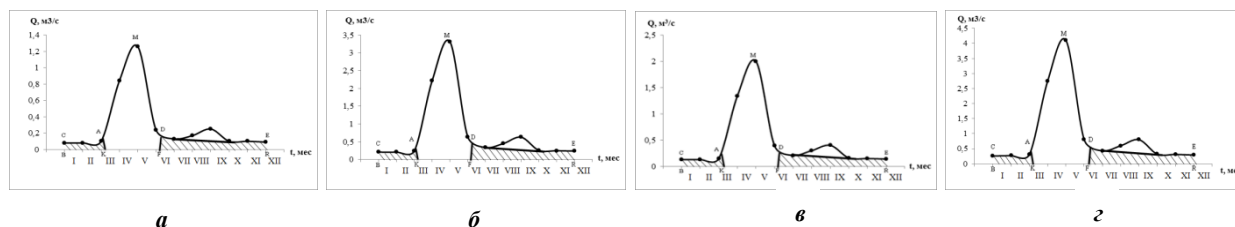


Рис. 2 Среднегодовые гидрографы рек Мостовки (а), Камышки (б), Черной (в) и Шишкобойки (г) по данным внутригодового распределения стока обеспеченностью 99%

После расчленения гидрографов был вычислен объём общего (суммарного) водного стока для изучаемых рек. Затем определён объём поверхностного стока. Зная величину объёма поверхностного стока, был определён объём подземного стока. Результаты вышеописанных вычислений представлены в таблице 2.

Таблица 2

Объёмы общего ($W_{общ.}$), поверхностного ($W_{пов.}$) и подземного ($W_{подз.}$) стока малых притоков р. Томи, при обеспеченности водным стоком 99%

Река	$W_{общ.}$, км ³ /год	$W_{пов.}$, км ³ /год	$W_{подз.}$, км ³ /год
Шишкобойка	0,0234	0,0184	0,0042
Чёрная	0,0132	0,0103	0,0029
Мостовка	0,0055	0,0047	0,0008
Камышка	0,0155	0,0137	0,0018

Изучение правых притоков р. Томи на данной территории неслучайно. В междуречье рек Камышки и Мостовки планируется строительство Северной атомной электростанции, а рассматриваемые реки предполагается использовать в качестве резервных источников водоснабжения новой АЭС. Результаты вычисления объёмов стока (поверхностного и подземного) рек, который в среднем не превышает 0,0267 км³/год, показали, что водный сток изучаемых малых притоков р. Томи является очень маленьким и рассматривать эти реки в качестве дополнительного источника водоснабжения атомной электростанции нельзя. Кроме того, автором был изучен химический состав рассматриваемых рек. Низкие значения минерализации и величины рН в реках объясняются, предположительно, наибольшим вкладом в водное питание рек болотных вод, содержащих повышенное количество природных органических кислот. Особенно ярко эта тенденция выражена для рек Чёрная и Шишкобойка, которые в большей степени подвержены влиянию болотных вод. В пространственном отношении эта закономерность обуславливает увеличение минерализации, величины рН и Fe_{общ.} с севера на юг (рис. 1). Вследствие этого по гидрохимическим показателям реки Чёрная и Шишкобойка малоприспособны для водоснабжения, а в случае организации в них водоотведения, скорее всего, превратятся в коллекторы сточных вод с неустойчивым руслом и заболоченной долиной [5]. Главным же источниками водоснабжения будущей АЭС будут воды р.Томи. Дополнительным источникам водоснабжения атомных электростанций сегодня уделяется большое внимание. Стоит отметить, что Государственная корпорация «Росатом» только в 2011 г. потратила свыше 29 млрд.р. на обеспечение безопасности российских атомных электростанций. После трагических событий в Японии в 2011 г. на атомной электростанции «Фукусима-1» в России был принят ряд специальных целевых программ, связанных в основном с обеспечением дополнительных автономных источников энергоснабжения и водоснабжения атомных станций [5].

Литература

1. Савичев О. Г. Гидрология, метеорология и климатология: гидрологические расчёты; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 224 с.
2. Куделин Б. И. Принципы региональной оценки естественных ресурсов подземных вод. – М.: МГУ, 1960. – 344 с.
3. Решетько М. В. «Основы гидравлики, гидрологии, гидрометрии»: Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Основы гидравлики, гидрологии, гидрометрии» для студентов III курса, обучающихся по направлению 130100 «Геология и разведка полезных ископаемых». Томск.: Изд-во ТПУ, 2010. 40 с.
4. Шварцев С.Л. и др. Отчёт по теме «Оценка природных условий юго-восточной части Томской области и прилегающих территорий для выбора пункта размещения атомной станции» (Заключительный отчет по х/д 2–68/08). – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 310 с.
5. Росатом потратил 29 млрд. рублей на безопасность АЭС в 2011 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://atominfo.ru/news/a/0212.htm>

ИНЖЕНЕРНО-ЭКОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕРРИТОРИИ С РАЗВИТИЕМ ЛЁССОВЫХ ГРУНТОВ ОБЪЕКТА «КРАСНОЯРСКИЙ ТЕХНОПАРК»

Е.А.Курбатова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительная часть территории юга Красноярского края имеет своеобразные инженерно-геологические условия, обусловленные многообразием свойств лёссовых просадочных грунтов аллювиального происхождения. Активное строительство и эксплуатация инженерно-технических сооружений в различных по геологическому характеру условиях определяет все возрастающую роль инженерно-геологических исследований, направленных на решение существующих проблем в изучении и понимании просадочных процессов и техногенно-природных условий строительства и эксплуатации объектов инженерной инфраструктуры на участках с развитием лёссовых грунтов. Именно к таким территориям относится и площадка под строительство «Красноярский технопарк», на примере которой и рассматриваются лёссовые грунты как основание инженерного сооружения.

Таким образом, при строительстве и эксплуатации сооружения, инженерно-экогеологические условия будут изменяться в результате нарушения поверхностного стока, а также длительного во времени замачивания грунтов техногенными водами из водонесущих инженерных коммуникаций. На площадке изысканий отмечается увеличение естественной влажности грунтов: суглинки находятся преимущественно в туго-мягкопластичном, а супеси в пластичном состоянии. В этой связи, при строительстве, и последующей эксплуатации зданий и сооружений комплекса, необходимо проводить мониторинговые исследования за: нарушениями естественных условий аэрации верхнего слоя слабоводопроницаемых грунтов (экранирование дневной поверхности; за организацией поверхностного стока; за инженерной защитой водонесущих коммуникаций и т.д.); за режимом геодинамических нагрузок на территории.

Устойчивость и эксплуатационная надежность зданий и сооружений на просадочных грунтах достигаются комплексом мероприятий, применяемых в зависимости от типа грунтовых условий, возможной величины просадки, ее неравномерности, вероятности замачивания и нагрузки конструкций. Устранение просадочных свойств грунтов основания, может осуществляться уплотнением грунтов тяжелыми трамбовками, устройством грунтовой подушки из местных глинистых грунтов, глубинным уплотнением грунтовыми сваями, предварительным замачиванием грунтов основания и другими проверенными способами в соответствии СНиП 2.02.01.-83 (п.3.13)[1,4]

Литература

1. Горькова И.М., Реутова Н.С., Душкина Н.А., Рябичева К.Н. Комплексная оценка инженерно-геологических свойств глинистых и лёссовых пород. М.: Наука, 1969.
2. Ипатов П.П. Инженерная геология городов: Учебное пособие/Национальный исследовательский Томский политехнический университет-2-е изд.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010.– 252 с.
3. Крамаренко В.В. Грунтоведение: Учебное пособие/ Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2011.– 431 с.
4. СНиП 2.02.01.– 83. , ГОСТ– 23161-78.
5. Курбатова Е.А. Материалы производственной практики в ООО «Енисейбурвод» в 2012г.

МЕРЗЛОТНО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ХИАГДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРАНА (РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ)

С.А. Лагунова

Научный руководитель доцент Л.А. Васютин

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Хиагдинское месторождение - одно из урановых месторождений, где действует третье по крупности предприятие в России ОАО «Хиагда» по добыче и первичной переработке природного урана. ОАО "Хиагда" расположено в Баунтовском районе Республики Бурятия. Опытно-промышленная добыча урана методом скважинного подземного выщелачивания началась на месторождениях Хиагдинского рудного поля в 1999 году. Доклад написан по материалам производственной практики, пройденной в ОАО "Хиагда", в должности оператора геотехнологических скважин.

Систематическое геолого-геофизическое изучение Хиагдинского рудного поля было начато в послевоенный период. В 1956 г К.П. Калининой было закончено составление миллионной геологической карты листа N-49 с объяснительной запиской, вышедшей из печати в 1959 году. Бурятским геологическим управлением в Витимском регионе начато планомерное проведение государственной геологической съемки масштаба 1:200000, а с 1959 г - масштаба 1:50000. К настоящему времени на всю площадь Амалатского плато базальтов имеются геологические карты масштаба 1:200000, а на небольшую часть района (бассейн р.Тетрах) - масштаба 1:50000. Район месторождения изучен слабо. В настоящее время на примере Хиагдинского месторождения урана были рассмотрены следующие темы: 1) экономико-географическая оценка освоения ураново-ресурсного потенциала региона : на примере Хиагдинского месторождения урана Республики Бурятия [1]; 2) обоснование технологии подземного выщелачивания урана многоствольными скважинами [2]; 3) геоэкологическая оценка состояния подземных вод при отработке урановых месторождений методом подземного выщелачивания [3]. В данных работах не рассматриваются геокриологические и гидрогеологические условия месторождения.

По характеру распространения по площади многолетнемерзлые толщи в данном районе следует отнести к массивно-островным, занимающим 70-80% площади [4]. Многолетнемерзлые породы на данной территории распространены практически повсеместно, и их мощность достигает 50-70 метров. На характер распространения подземных вод влияет наличие многолетнемерзлых пород, их температура и мощность. Автором составлена схема мерзлотно-гидрогеологических условий Хиагдинского месторождения урана. Анализируя материалы производственной практики, геологические условия, гидрогеологические условия, характер распространения многолетнемерзлых пород, автор выделил следующие гидрогеологические подразделения: 1) водоносный субкриогенный комплекс вулканогенных отложений неогена; 2) локально-водоносный таликовый комплекс рыхлых отложений неогена; 3) локально-водоносная зона трещиноватости палеозойских гранитоидов; 4) водоупорный криогенный комплекс базальтов. Водоносный субкриогенный комплекс вулканогенных отложений неогена приурочен к обводненным базальтам в зонах трещиноватости. Глубина залегания кровли определяется подошвой многолетнемерзлых пород. Локально-водоносный таликовый комплекс рыхлых отложений неогена

заключен между двумя водоупорами: подошвой базальтов и кристаллическим фундаментом. Он представлен рыхлыми неогеновыми отложениями, залегающими на глубине от 80 до 300 м.

Анализ геоэкологических условий Хиагдинского месторождения урана указывает на необходимость организации объектного мониторинга подземных вод. Добыча урана методом подземного выщелачивания сопровождается накоплением загрязняющих веществ в продуктивном горизонте. В подземной гидросфере загрязняющие вещества мигрируют с подземными водами и могут попадать в водоносные горизонты, используемые для водоснабжения. Снижение экологического риска делает актуальной задачу контроля распространения загрязняющих веществ в подземных водах. Особенности организации мониторинга подземных вод Хиагдинского месторождения урана рассматриваются автором в ходе дипломного проектирования. Мониторинг подземных вод проводится с целью наблюдений за гидрогеологическими, гидрохимическими и иными показателями состояния подземных вод, выявления негативных процессов, оценки и прогнозирования их изменения, предотвращения их вредных последствий и определения эффективности мероприятий, направленных на рациональное использование и охрану подземных вод.

Литература

1. Батомункуев В.С. Экономико-географическая оценка освоения ураново-ресурсного потенциала региона :На примере Хиагдинского месторождения урана Республики Бурятия: Автореферат. Дис. ... канд. геог. наук. – Улан-Удэ, 2006г. – 22 с.
2. Гаврилова Н.А. Обоснование технологии подземного выщелачивания урана многоствольными скважинами: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Чита, 2010. – 21 с.
3. Коновалова К.А. Геоэкологическая оценка состояния подземных вод при отработке урановых месторождений методом подземного выщелачивания // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2012. – Т.1. – С. 560-561.
4. Мерзлотоведение / Под ред. В.А. Кудрявцев. – М.: Издательство МГУ, 1981. – 240 с.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И БАЛЬНЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕННОСТЬ МИНЕРАЛЬНОЙ ВОДЫ «ЧАЖЕМТО»

Ю.Ю. Левак

Научный руководитель доцент О.Ф. Зятева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газированная и негазированная бутилированная минеральная вода «Чажемто» широко используется в Томске и Томской области. Ее промышленный розлив осуществляет ЗАО «Минеральные воды Колпашево»⁴ на заводе розлива в п. М. Мыс и г. Колпашево. Линия розлива минеральной воды «Чажемто» имеется также в г. Томске. На заводы розлива минеральная вода доставляется в цистернах.

Продукция выпускается в соответствии с техническими условиями, разработанными производителями на основании действующих нормативных документов, где утверждены требования к качеству минеральной воды и ее бальнеологическая ценность.

Принимая во внимание, что Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии утвержден и введен в действие приказом № 55-ст от 22 апреля 2011 г. национальный стандарт РФ (ГОСТ Р 54316–2011) «Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия», возникла необходимость внесения изменений [1].

Цель работы – ознакомиться с новым национальным стандартом на минеральные воды, выявить его принципиальные положения применительно к вопросам оценки качества и ценности минеральной воды «Чажемто»

Добыча минеральной воды, разливаемой под названием «Чажемто» осуществляется из скважины 6Р, расположенной в 280 км от Томска, 30 км от г. Колпашево и 10 км от п. М. Мыс.

Геологическое строение участка недр имеет следующие особенности. В верхней части геологического разреза вскрыты четвертичные отложения, представленные суглинками, песками, алевритами и глинами, мощностью 30 метров.

Ниже по разрезу залегают верхнепалеогеновые отложения новомихайловской свиты, представленные преимущественно глинистыми песками с прослоями глин и среднепалеогеновые отложения люлинворской свиты, представленные переслаиванием песков и глин, Общая мощность достигает 130 м.

На глубине 160м от поверхности залегают верхнемеловые отложения ганькинской и славгородской свит, по литологическому составу сложные песками с прослоями глин, алевритами, слабосцементированными (глинистый цемент) песчаниками в нижней части разреза. Общая мощность отложений составляет 160 м.

С глубины 320 м от поверхности распространены нижне-верхнемеловые отложения покурской свиты. Для отложений характерно незакономерное переслаивание глинистого алеврита с глиной. В интервале глубин 570-600 м вскрыт трещиноватый алевритистый песчаник.

Продуктивный на минеральные воды водоносный горизонт приурочен к нижне-верхнемеловым отложениям покурской свиты и вскрыт в интервале 589-594 м.

Гидрогеологические условия характеризуются наличием порово-пластовых вод. Воды напорные. Статический уровень составляет +24 м. Скважина 6р работает в режиме самоизлива. Сброс воды осуществляется в болото.

Ознакомившись с новым государственным стандартом на минеральные воды, автор установил, что требуется уточнить классификацию минеральной воды «Чажемто» и выбрать новый аналог.

В соответствии с ГОСТ Р 54316-2011 минеральная вода «Чажемто» относится к слабуминерализованной (ранее она относилась к маломинерализованной). Изменились также номер группы и ее аналог. Минеральная вода относится к XXV группе, а ее аналог – Карачинский тип. Ранее была XXII группа и крымский тип [2].

На основании данных о химическом составе воды за многолетний период наблюдений (1990-2000 гг.) на минеральную воду «Чажемто» разработаны кондиции. Для подтверждения стабильности химического и соответствия минеральной воды утвержденным кондициям, ее качества – по микробиологическим показателям и концентрации в воде тяжелых металлов, ежегодно (в весенний и осенний период) производится отбор проб. Анализ воды осуществляет специализированная лаборатория Томского НИИКиФ.

В таблице отражены особенности химического состава этих вод, что позволяет оценить степень их сходства и различия.

Таблица

**Химический состав воды состав
минеральной воды «Чажемто» и «Карачинской»**

Основные компоненты	Кондиции на минеральную воду «Чажемто»	Химический состав воды скв.6Р. Протокол испытаний № 478-12. Дата отбора 19.03.2012	Химический состав минеральной воды «Карачинская» Протокол испытаний 473-12 Дата отбора 20.02.2012 г.
	Содержание основных ионов, мг/дм ³		
Na+K	380-550	489.9	715, 5
Ca	4-18	8.0	8.8
Mg	3-12,2	6.2	1.9
Cl	400-600	525	397
HCO ₃	380-500	420.9	951
SO ₄	-	< 0,5	192.9
F	0.19 -2.0	1.69	1.9
Se	0,05	< 0,003	< 0,003
H ₂ SiO ₃	7,1-22,0	21.5	35.7
H ₃ BO ₃	7,1-22,0	5.6	22.9
Br	1,75-12,2	4.5	4.15
Минерализация	1100 - 1600	1516	2389
Формула химического состава	Cl 67 (HCO ₃₊ CO ₃) 33 М 1,52 ----- рН 8.6 Na 96 Ca 2 Mg 2		(HCO ₃₊ CO ₃) 52Cl 35 М 2,3 ----- рН 8.8 Na 98 Ca 1 Mg 1

Как следует из таблицы обе минеральные воды – являются щелочными. Из-за более высокой минерализации вода «Карачинская» классифицируется как маломинерализованная. Минеральные воды отличаются соотношением основных анионов и появлением в минеральной воде «Карачинская» – сульфат иона, концентрация которого достигает 192,9 мг/дм³. Различаются эти воды по содержанию в них специфических компонентов. Особенно значимы различия по содержанию в них ортоборной кислоты. В исследуемой пробе воды «Карачинская» концентрация ортоборной кислоты равна 22,9 мг/дм³, т.е. достаточно высокое, если учесть, что при содержании ортоборной кислоты в количестве 35 мг/дм³ такая вода уже относится к группе борных вод. Следует отметить, что среди минеральных вод, включенных в XXV группу (Карачинский тип) минеральная воды «Чажемто» наиболее близка к водам Горячего Ключа №2 Повкупского метрорждения, Краснодарского края [1].

Несмотря на выявленные различия минеральная вода «Чажемто» и «Карачинская» относятся к минеральным питьевым лечебно-столовым водам и имеют близкие медицинские показания.

Вода рекомендуется для внутреннего приема как минеральная питьевая лечебно-столовая при широком спектре заболеваний: хронические гастриты с нормальной, пониженной и повышенной секреторной функцией желудка; язвенная болезнь желудка и двенадцатиперстной кишки. Болезни кишечника: синдром раздраженного кишечника. Болезни печени: хронический вирусный гепатит, токсичное и медикаментозное поражение печени; жировая дистрофия печени. Болезни желчного пузыря, желчевыводящих путей, поджелудочной железы: хронический холецистит, холангит, холестероз желчного пузыря, желчнокаменная болезнь; хронический панкреатит. Нарушения органов пищеварения после оперативных вмешательств: синдромы оперированного желудка после операции по поводу язвенной болезни; постхолецистэктомические синдромы. Болезни эндокринной системы, расстройства питания и нарушения обмена веществ: сахарный диабет (инсулинзависимый и инсулиннезависимый), нарушение толерантности к глюкозе; ожирение (алиментарное), нарушение обмена липопротеидов; нарушение солевого обмена. Болезни мочеполовой системы: туболонинтерстициальные болезни (хронический пиелонефрит), мочекаменная болезнь, другие болезни.

Литература

1. 1Р 54316–2011. Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия. – Москва: Стандартинформ 2011. – 45с.
2. ГОСТ 13273-88. Воды минеральные питьевые лечебные и лечебно-столовые.

ДИНАМИКА СОДЕРЖАНИЯ РАДОНА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ И СЕЙСМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

Д.Ю. Левченко

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проблема подготовки сейсмических событий, прогноза их координат, времени и энергии относится к одной из самых важных и сложных проблем современной геофизики и геологии. Для ее решения используют все достижения науки и техники. Исследования последних лет привели к идее прогноза сейсмических событий на основе изучения процесса выделений (экстгалиции) газа радона из массива горных пород. Из-за своих особенностей радон – оптимальный индикатор при различных геологических исследованиях. Во-первых, радон как радиогенный газ непрерывно генерируется в горных породах в процессе радиоактивного распада, поэтому среднее содержание радона в массиве всегда постоянно и определяется концентрацией урана (радия) в этом массиве. Во-вторых, миграция радона в горном массиве и его выделение с поверхности почвы определяются макроскопическим коэффициентом диффузии, который зависит от многих факторов. Наиболее важными из них являются пористость, проницаемость и трещиноватость. При наличии трещиноватости (проницаемости) верхней части массива и восходящих газовых потоков конвекционный перенос радона с газовыми струями может осуществляться с глубиной до 200 м. В-третьих, несмотря на то, что содержание радона в этих потоках составляет ничтожные доли, проблем с его регистрацией не возникает ввиду его радиоактивности [5].

Проницаемость массива, наличие в нем связанных пор и трещин, заметно зависит от напряженно-деформированного состояния массива. Очевидно, что при сжатии массива проницаемость его снижается, а при разгрузке увеличивается. Следовательно, динамические изменения концентрации радона в приповерхностном слое почвы будут отражать динамические изменения напряженно-деформированного состояния горного массива в значительном объеме. Указанные факторы и послужили основой для исследования поля вариаций экстгалиции радона как краткосрочного предвестника сейсмических событий. Обычно для этих целей используют изливающиеся скважины [2,4]. В большинстве случаев наблюдаются аномалии концентрации радона, характерные для "дальней" зоны, то есть повышение концентрации радона, растворенного в воде. Это свидетельствует о том, что перемещение грунтовых вод вызывает дополнительное пространственное осреднение концентрации радона и по этим данным, вероятно, невозможно выделение "ближней" зоны, в пределах которой наблюдается будущий эпицентр сейсмического события [3]. Впервые это было отмечено в 1966 г. во время Ташкентского землетрясения. Ученые в течение десяти лет вели наблюдение за содержанием радона в подземных водах. Уже после того, как природный катаклизм состоялся, ученые отметили, что непосредственно перед самыми подземными толчками содержание радона в воде резко повысилось.

За последние 10 лет республика Хакасия испытала на себе несколько крупных землетрясений. Землетрясения здесь известны с давних времен. Однако уровень сейсмической изученности территории республики Хакасия остается низким.

Территория республики расположена в пределах сейсмоактивной Алтае-Саянской складчатой области, где продолжают горообразовательные процессы земной коры, сопровождаемые динамическими явлениями: оползнями, газодинамическими проявлениями в шахтах и землетрясениями. Региональные сейсмостанции регистрируют до 100 и более сейсмических толчков различной мощности в год.

Нами была проанализирована динамика изменения содержания радона в подземных водах Дикоозерского месторождения, расположенного в южной части Центральной Сибири, в период, когда на этой территории произошли крупные землетрясения. Данные по его измерениям были предоставлены сотрудниками Центра Санаторной реабилитации «Туманный».

В 2008 г два крупных землетрясения произошли на близлежащих территориях республики Хакасия. Одно из них – Бусингольское, произошедшее 16 августа у границы Тывы и Монголии, а второе Култукское землетрясение – 27 августа на юго-западе Байкала (Иркутская область). Анализ предоставленных результатов по

изменениям концентрации радона в подземных водах Дикоозерского месторождения показал, что за несколько дней до произошедших землетрясений концентрация радона заметно повысилась, а именно в два раза (рис.1).

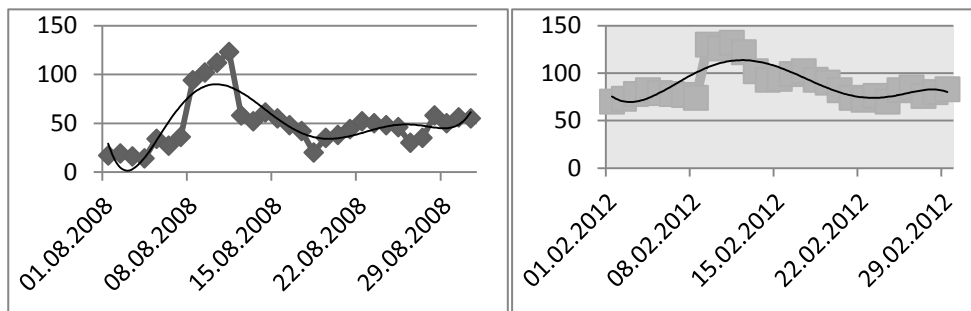


Рис.1. График изменения содержания радона в подземных водах в августе 2008 года
Рис.2. График изменения содержания радона в подземных водах в феврале 2012 года

В феврале 2012 года, землетрясение произошло в Каа-Хемском районе Тувы. Анализ данных также показал, что концентрации радона в подземных водах в этот период увеличились в три раза (рис.2).

Аналогичные результаты сейсмической активности территории были получены в период землетрясений произошедших на территории республики Алтай [1].

Проанализированный фактический материал, дает возможность предположить, что изучая вариации содержания радона в различных точках региона, можно предсказать место и силу землетрясения, для чего необходимо иметь достаточное количество равномерно расположенных наблюдаемых скважин по региону и точные сведения о динамике содержания радона в подземных водах каждой скважины.

Результаты исследований, полученные на Дикоозерском месторождении, как минимум дают повод для дальнейших исследований и корректировки теории связи динамики содержания радона в подземных водах с сейсмической активностью.

На основании выявленных закономерностей, возможно запроектировать наблюдательных станций в Сибири. Эффективность гидрогеосейсмологических исследований в решении поставленной задачи, несомненно, возрастет при получении непрерывной информации по вариациям радона во времени.

Литература

1. Кац В.Е., Молоков В.Ю., Бондаренко Е.Н., Ролдугин В.В. Динамика состояния подземных вод в период сейсмической активизации в Алтае-Саянском регионе (на примере республики Алтай) // Сборник «Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами». Томск, – 2012.
2. Киссин И.Г. Землетрясение и подземные воды. М. Наука, 1982.
3. Короновский Н.В., Абрамов В.А. Землетрясения: Причины, последствия, прогноз // Соросовский образовательный журнал, 1998.
4. Соболев Г.А. Основы прогноза землетрясений. М.: Наука, 1993.
5. Уткин В.И. Радон и проблема тектонических землетрясений // Соросовский образовательный журнал, 2000.

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ МИКРОРАЙОНА СОЛОНЦЫ ПО ПРОСАДОЧНОСТИ ГРУНТОВЫХ ТОЛЩ (Г. КРАСНОЯРСК)

А.А. Лобанова

Научный руководитель старший преподаватель Н.Н. Бракоренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время активно ведется строительство в районах развития специфических грунтов. Не исключение и г. Красноярск, где строительство сопряжено с риском нормальной эксплуатации зданий и сооружений вследствие широкого распространения просадочных грунтов.

Специфика просадочных грунтов, сложенных лессовыми породами, состоит в том, что при замачивании при постоянной внешней нагрузке и нагрузке от собственного веса грунта они дают дополнительные деформации – просадки, происходящие в результате уплотнения грунта вследствие изменения его структуры [1, 4]. В связи с этим, до начала строительства проводятся инженерно-геологические изыскания на площадках, сложенных просадочными грунтами. В зависимости от сложности проявления просадки грунтов от собственного веса выделяют два типа грунтовых условий [2]:

I тип – грунтовые условия, в которых возможна просадка грунтов от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса отсутствует или не превышает 5 см;

II тип – грунтовые условия, в которых, помимо просадки грунтов от внешней нагрузки, возможна их просадка от собственного веса и размер ее превышает 5 см.

В этой связи, районирование территории мкр. Солонцы по просадочности грунтовых толщ, для принятия проектных решений является весьма актуальной проблемой.

В основу выполнения данной работы положены материалы изысканий, предоставленных ОАО «ГИ «Красноярскгражданпроект».

В административном отношении жилой район «Солонцы-2» относится к Центральному району г.Красноярска.

Рельеф территории с морфографической и морфометрической точек зрения равнинно-холмисто-увалистый, возвышенный, с чередованием плоских водораздельных участков и широких ложбин стока. Глубина расчленения рельефа по относительной высоте составляет 15-50м. Территорию жилого района с западной, северной и восточной сторон окружают возвышенности: Солонцы, Нанжуль и Бадальк.

Геологическое строение долины р. Енисей, куда входит и рассматриваемая территория, сложное, в нем принимают участие породы разного литологического состава, генезиса и возраста. Как уже отмечалось выше, территория расположена в пределах нескольких крупных геоморфологических элементов, следовательно, и литологический состав отложений очень разнообразный.

Нерасчлененные аллювиально-делювиальные отложения четвертичного возраста имеют повсеместное распространение, как в плане, так и по глубине разреза. Представлены отложения преимущественно глинистыми грунтами, в меньшей степени песчаными и крупнообломочными. В разрезе они залегают под почвенно-растительным слоем и техногенными отложениями.

Гидрогеологические условия рассматриваемой территории обусловлены геологическим строением и высоким гипсометрическим положением поверхности относительно основных водных артерий р. Енисей и р. Кача (минимальное превышение отметок относительно уреза реки составляет 48-61м). Подземные воды в границах территории до разведанной глубины 5.0-35.0м (абс. отметки 173.09-242.06м) не вскрыты. Водоносный горизонт природного происхождения вскрыт одной скважиной №2182, расположенной в ложбине стока. Уровень подземных вод зафиксирован на глубине 36.0м (абс. отм. 172.45м) (рис. 1).

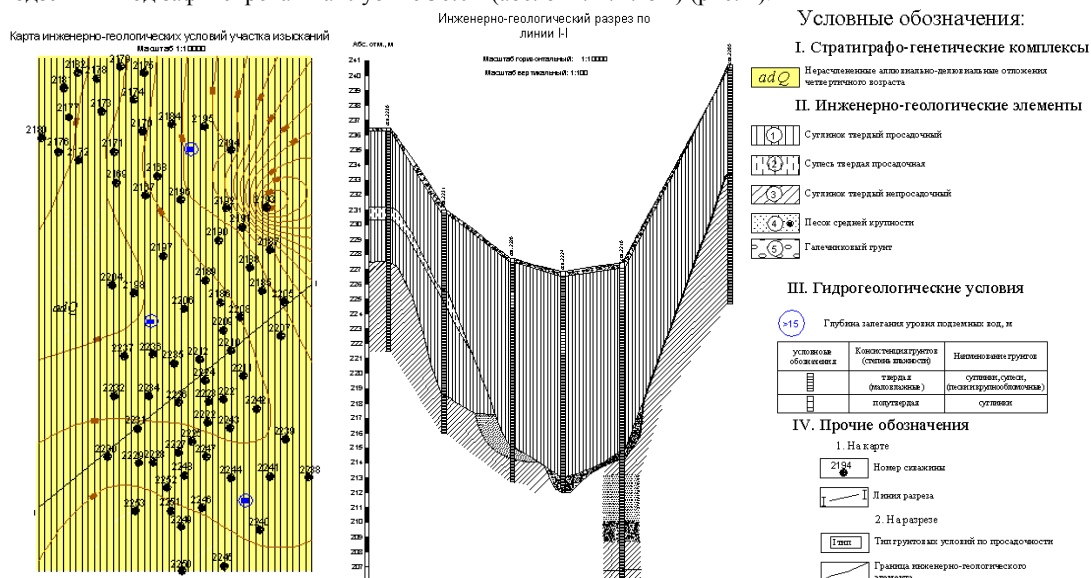


Рис. 1 Карта инженерно-геологических условий и инженерно-геологический разрез участка мкр. Солонцы

Используя, данные по относительной просадочности грунта ε_{sl} нами рассчитана просадка грунтов основания s_{sl} , см, по формуле [2]:

$$s_{sl} = \sum_{i=1}^n \varepsilon_{sl,i} h_i k_{sl,i}$$

где $\varepsilon_{sl,i}$ – относительная просадочность i -го слоя грунта,

h_i – толщина i -го слоя, см;

$k_{sl,i}$ – коэффициент;

n – число слоев, на которое разбита зона просадки h_{sl} .

Нами произведен расчет суммарной просадочности по 75 скважинам, по данным которых установлен тип грунтовых условий и составлена карта типологического районирования мкр. Солонцы по просадочности грунтовых толщ (рис. 2) [3].

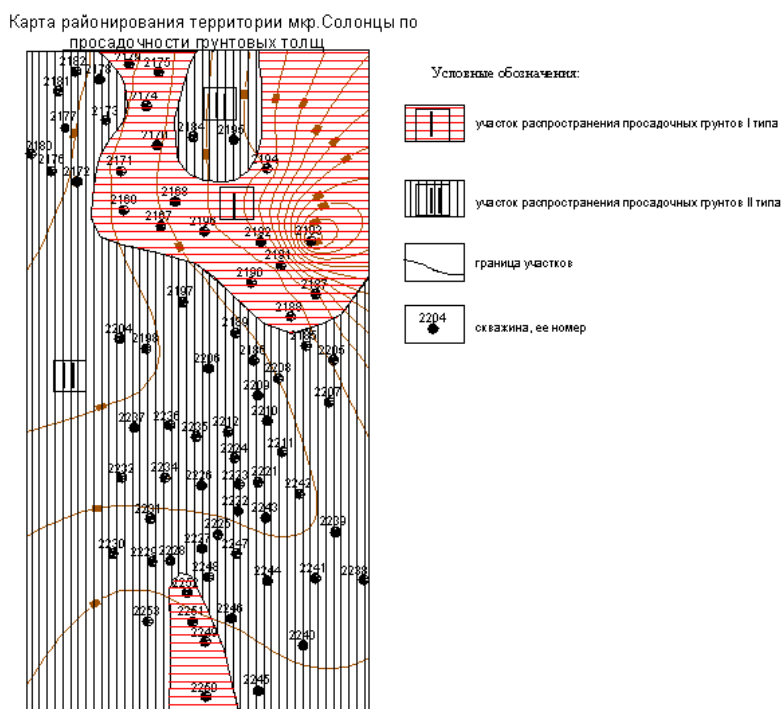


Рис. 2 Карта типологического районирования территории мкр. Солонцы по просадочности грунтовых толщ

Таким образом, грунты II типа грунтовых условий по просадочности занимают преобладающую часть площади рассматриваемой территории. Грунты I типа грунтовых условий по просадочности имеют ограниченное распространение в плане и вскрыты на отдельных участках делювиальных склонов, как в восточной части территории, так и в западной.

Литература

1. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. Инженерная геодинамика. Л.: «Недра», 1977. 479 с.
2. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства»
3. Трофимов В.Т., Красилова Н.С. Инженерно-геологические карты. М.: КДУ, 2007. – 384 с.
4. Крамаренко В.В. Грунтоведение: учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 431 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР ТУНКИНСКОЙ ВЕТВИ БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ

Г.С. Лоншаков, А.М. Усманова, Л.И. Аузина

Научный руководитель доцент Л.И. Аузина

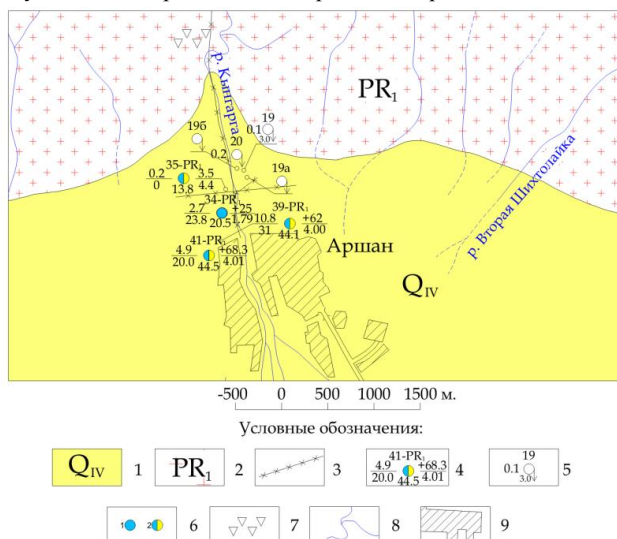
Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г.Иркутск, Россия



Рис. 1. Расположение участка исследований

Район исследований приурочен к одной из крупнейших суходольных впадин Тункинской ветви Байкальской рифтовой зоны – Тункинской (рис.1). Структурно-тектонические особенности территории, а также современные геодинамические процессы predeterminedли формирование гидрогеологических условий Тункинской впадины и прилегающих территорий. Этому вопросу посвящены работы многих ученых-гидрогеологов: Ломоносова И.С., Ткачук В.Г., Лысак С.В., Заманы Л.В., Диденкова Ю.Н., Павлова С.Х. и др. В настоящее время в соответствии с основными геолого-структурными элементами в районе

выделяются три типа гидрогеологических структур, отличающихся по условиям формирования и распределения подземных вод: рифтовые впадины – это гидрогеологические бассейны; горноскладчатые сооружения – это гидрогеологические массивы и разрывные тектонические нарушения – обводненные разломы (рис. 2). Краткая характеристика гидрогеологических структур региона приводится на основе информации, полученной студентами-гидрогеологами ИргТУ за период 2010-2012 гг., с привлечением имеющихся данных по исследуемой территории.



различных размеров и окатанности, мощностью от 25 до 600 и более метров [4]. Кынгаргинская долина сложена флювиогляциальными, делювиальными и аллювиально-пролювиальными отложениями неоген-четвертичного

Рис.2. Структурно-гидрогеологическая схема района Тункинской впадины

Условные обозначения: 1 – гидрогеологический бассейн: валуны, галька, щебень, гравий; 2 – гидрогеологический массив: доломитизированные известняки иркутской и ильчирской свит; 3 – обводненные разломы; 4 – скважина: сверху – номер по каталогу и индекс водовмещающих пород; слева: в числителе – дебит, л/с; в знаменателе – понижение, м; справа: в числителе – глубина установившегося уровня, м; в знаменателе – минерализация, г/дм³; внизу – температура, °С; 5 – родник нисходящий: сверху – номер по каталогу; слева – дебит, л/с; внизу – температура, °С; 6 – химический состав воды: 1 – гидрокарбонатный, 2 – гидрокарбонатно – сульфатный; 7 – осьшь; 8 – гидросеть; 9 – территория населенных пунктов

разломов, являющихся коллекторами трещино-жильных вод, выделяются приповерхностные и глубокие разломы.

Приповерхностные обводненные разломы отличаются относительно небольшой глубиной, которая не превышает нескольких километров, невысокой температурой вод. Глубокие обводненные разломы приурочены к сейсмически активным зонам и являются относительно молодыми структурами. На поверхности они проявляются выходами термальных вод, состав и температура которых зависит от глубины проникновения разломов в земную кору [6]. Минерализация трещинно-жильных вод от 0,28 до 4,6 г/дм³. Они используются как для хозяйственно-питьевых, так и для бальнеологических целей.

Для бальнеологического водоснабжения наиболее крупного курорта Аршан используются минеральные гидрокарбонатно – сульфатные кальциево – магниевые воды с минерализацией от 2,4 до 4,6 г/дм³. Содержание углекислоты - 4,2-4,4 г/дм³, общая газонасыщенность на изливе 3-11,5 г/дм³. Вода характеризуется довольно низкими значениями pH – 5,75-6,8. Скважинами вскрываются холодные (12-16°C), теплые (19-23°C) и горячие воды (43-46°).

Химический состав минеральной воды «Аршан»: кальций до 0,6 г/дм³, натрий до 0,2 г/дм³, калий до 0,03 г/дм³, магний до 0,1 г/дм³, гидрокарбонат-иона до 2,4 г/дм³, сульфатов до 0,7 г/дм³, хлора до 0,07 г/дм³, фтора до 1,6 мг/дм³ [5].

Минеральные воды «Жемчуг» имеют разнообразный состав: скважина Р-1(1953-54г.г.) вскрыла радоновые (0,5 нКи/л) азотные гидрокарбонатные натриевые воды с высоким содержанием метана, минерализацией 1,2 г/дм³, температурой 38°C; скважина Г-1 (1988г.) находится в 200м от скв.Р-1 и вскрывает

В районе исследований Тункинское горноскладчатое сооружение (Тункинские гольцы) рассматривается как гидрогеологический массив, сложенный скальными породами иркутской и ильчирской свит нижнепротерозойского возраста (PR1). В массивах развита зона экзогенной трещиноватости значительной мощности, в пределах которой формируются трещинно-грунтовые воды [6]. Дебит родников, в виде которых они разгружаются, составляет 0,1 – 0,2 л/с. По составу воды преимущественно гидрокарбонатные магниево-кальциевые с минерализацией от 0,2 до 0,24 г/л (табл. [1,2,3]).

К Тункинской и Кынгаргинской долинам приурочен гидрогеологический бассейн. Тункинская долина сложена вулканогенно-осадочными пролювиальными и озерно-аллювиальными рыхлыми отложениями различных размеров и окатанности, мощностью от 25 до 600 и более метров [4]. Кынгаргинская долина сложена флювиогляциальными, делювиальными и аллювиально-пролювиальными отложениями неоген-четвертичного возраста (N-Q) мощностью от 7 до 10м. В пределах бассейна развит поровый тип коллектора с порово-пластовыми водами. Уровень подземных вод вскрывается на глубине 4-8 м. Порово-пластовые воды по составу являются гидрокарбонатными кальциевыми, с температурой 3-4,5°C. Минерализация подземных вод составляет 0,26-0,33 г/дм³. Вода данного типа каптируется колодцами и используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения мелких населенных пунктов (с. Хурай-Хобок, Тагархай и др.).

Обводненные разломы – один из основных типов гидрогеологических структур, распространенных на исследуемой территории. Тектонические нарушения разного характера секут толщу магматических и метаморфических пород нижнепротерозойского возраста иркутской и ильчирской свит. Среди обводненных

термальную углекислую хлоридно-гидрокарбонатную магниевую-натриевую воду с минерализацией 4,2 г/дм³ и температурой 54-55°С [3].

Таблица

Характеристика гидрогеологических структур

Компоненты информации	Гидрогеологические структуры			
	Обводненные разломы		Гидрогеологические бассейны	Гидрогеологические массивы
	Глубокие	Приповерхностные		
Т °С	9,7 – 55,0	3,0	3,0-4,5	2,0-5,0
pH	5,75 – 6,8	6,6-7,25	6,8-7,5	7,5-7,6
Сумма ионов	1,31-4,6	0,28-0,34	0,26-0,33	0,2-0,24
H ₄ SiO ₄ , (мг/дм ³)	71-176,8			
СО ₂ <small>раств.</small> , (мг/дм ³)	696- 1480		8,8	
Дебит родников, л/с	0,4 -10,8	1,0	0,2	0,1-0,2
Удельный дебит скважин, л/с	0,11-0,34	----	0,1-4,17	0,001-0,1

Литература:

1. Диденков Ю.Н., Аузина Л.И., Верховин И.И. Структурно-гидрогеологические условия района Байкальского учебного полигона // Сб. «Геофизика на пороге третьего тысячелетия». – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2002. – С.31-44.
2. Степанов В.М., Введение в структурную гидрогеологию: Учебное пособие. – Иркутск: Изд-во ИПИ, 1985. – 104 с.
3. Лобацкая Р.М., Мац В.Д., Аузина Л.И., Шиленков В.Г., Лиштва А.В., Международная полевая практика на Байкале: Учебное пособие. – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2008.–184 с.
4. Кустов Ю.И. История изучения минеральных лечебных вод Аршан-Тункинского месторождения //Материалы 20 конференции «Подземные воды Востока России». – Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 2012. – С. 469-473.
5. Сонголов В.И. Минеральная вода «Аршан» в вопросах и ответах. – Ангарск: Изд-во «Ангарская городская типография». 2009. – 34с.
6. Лехатинов А.М., Оргильянов А.И. Термальные, минеральные и пресные питьевые подземные воды рекреационных ландшафтов Тункинской впадины и их использование // Материалы 20 конференции «Подземные воды Востока России». – Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 2012. – С. 474-478.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА
ТЕРРИТОРИИ ПРОЕКТИРУЕМОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ВОРОНЕЖСКОЙ АТОМНОЙ
СТАНЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Л.В. Лыскова

Научный руководитель доцент Ю.М. Зинюков

Воронежский государственный университет, г. Воронеж, Россия

В административном отношении участок работ расположен на территории г. Воронежа – административного центра Воронежской области.

Географически район работ находится на территории, находящейся на междуречье р.р.Дон и Воронеж, которая является переходной от Среднерусской возвышенности к Окско-Донской низменности. Она представляет собой равнину, слабо расчлененную речной и овражно-балочной сетью. Абсолютные высоты её поверхности колеблются от 140,0 до 173,0 м.

Основными водными артериями района являются р.Дон и его левый приток р.Воронеж. Скорость течения Дона меняется от 0,5 м/сек до 0,7 м/сек. Река сильно меандрирует по пойме, на ней имеются многочисленные протоки, рукава и старичные озера. Долина реки асимметричная с крутым правым и пологим левым бортами. Средний расход реки составляет 52-56 м³/сек. Река Воронеж впадает в Дон южнее с.Малышево. Абсолютная отметка уреза воды в устье 89,0 м. Река на всем протяжении образует частые блуждающие меандры, на пойме много старичных озер и протоков. Скорость течения составляет 0,2-0,3 м/сек. Средний расход реки составляет 5-10 м³/сек. Большая часть поймы заболочена и труднопроходима для транспорта. На реке построено водохранилище длиной свыше 30 км, шириной 1-3 км, в районе г.Воронежа – 1-2 км. Остальные реки района небольшие. По водному режиму и источникам питания все реки являются типичными для полосы умеренно-континентального климата Средне-Русской равнины. Питание происходит за счет атмосферных осадков, талых и подземных вод. Множество мелких озер расположено в поймах рек Дон, Воронеж, Усманка. Очертания озер извилистые и вытянутые вдоль долины. Питаются они атмосферными осадками и грунтовыми водами.

Рассматриваемая территория расположена в пределах северо-восточного крыла Воронежской антеклизы и является частью юго-восточного гидрогеологического района Московского артезианского бассейна.

Гидрогеологические условия юго-восточной части Московского артезианского бассейна довольно сложны как за счет природных факторов, так и за счет антропогенного воздействия. Особенностью данного района является густая сеть населенных пунктов, в связи с чем в гидрогеологических подразделениях четвертичных образований сложилась неблагоприятная гидрохимическая обстановка. Пристального внимания

заслуживают населенные пункты, расположенные в области питания четвертичных и неогеновых гидрогеологических подразделений. Дренирующее влияние местной эрозионной сети сказывается на мезокайнозойских и девонских гидрогеологических подразделениях.

В районе работ развиты гидрогеологические подразделения четвертичных, неогеновых, мезозойских, девонских и докембрийских образований.

Водозабор Воронежской атомной станции теплоснабжения (ВАСТ) состоит из 3-х скважин. Скважины 235/98/2 и 60062/1 расположены на территории котельной жилого комплекса п. Шилово на расстоянии 180 м друг от друга. Скважина 24165/3 в 2250 м к северо-востоку от них.

В скважинах наблюдается тенденция к повышению статического уровня, что связано с общим подъемом уровня в верхнеплиоценовом водоносном горизонте за счет строительства Воронежского водохранилища в 1973 году.

Вода из скважины 24165/3 подается для питьевых и хозяйственно – бытовых нужд промышленной зоны ВАСТ, из скважины 235/98/2 для нужд котельной жилого поселка Шилово. В зимний отопительный период, из скважины 235/98/2 водоотбор увеличивается до 220 – 249 м³/сут, в летний период уменьшается до 0,4 – 1,8 м³/сут. Из скважины 24165/3 водоотбор в течение года меняется незначительно, в многолетнем разрезе увеличился, в среднем от 15 м³/сут (2005 г.) до 43 м³/сут (2011 г.).

Анализируя данные режимных наблюдений, следует отметить следующее. Режим подземных вод водоносного верхнеплиоценового терригенного горизонта по своей динамике отвечает естественным условиям (скв. 60062/1), для которых отмечаются осенне-весенние максимумы и летние минимумы. Годовая амплитуда изменения уровня подземных вод составила 0,3 м. В целом, по району годовая амплитуда сезонных колебаний уровня неоген-четвертичного водоносного горизонта изменяется от 0,2 до 3,3 м.

Изменение динамического уровня (скв.235/98/2 и скв. 24165/3) зависит от величины водоотбора, с уменьшением расхода воды уровень повышается, с увеличением – понижается.

Водоснабжение г.Воронеж осуществляется за счет эксплуатации водоносного неоген-четвертичного терригенного комплекса, в состав которого входит водоносный верхнеплиоценовый терригенный горизонт и гидравлически связанные с ним четвертичные водоносные горизонты.

К ближайшим к водозабору Воронежской АСТ относятся: ведомственный водозабор КБХА (Конструкторское бюро химавтоматики) и централизованный №6 г. Воронежа. Водозабор КБХА находится в 2,3 км от водозабора Воронежской АСТ, водозабор №6 в 4 км.

Водозабор № 6 находится на правом берегу Воронежского водохранилища, в 2.0км от южной окраины г.Воронежа на 4-й надпойменной террасе р.Воронеж. Состоит из 12 эксплуатационных скважин. Скважины располагаются по линейному ряду вдоль Воронежского водохранилища. Общая длина ряда – 925м. Расстояние между скважинами составляет 50-100 м, расстояние от скважин до уреза воды в водохранилище составляет 250-450м. Водозабор работает на неутвержденных запасах. Глубины скважин составляют 74-80 м. Скважины пробурены на водоносный верхнеплиоценовый терригенный горизонт.

Водозабор КБХА состоит из 7 эксплуатационных скважин, пробуренных на верхнеплиоценовый терригенный горизонт, глубиной – 80-95 м. Расстояние до уреза воды в водохранилище 1500-1750 м. Производительность водозабора составляет на 2011 г. 1276 м³/сут. Средняя производительность эксплуатационных скважин – 182 м³/сут. Допустимый водоотбор (4704 м³/сут) определяется лицензией на добычу пресных подземных вод ВРЖ № 51874 ВЭ. Статические уровни устанавливаются преимущественно на глубине около 56 м (абс. отметка статического уровня 93,5 м), динамические уровни – на глубине около 62 м.

Для характеристики качественного состава подземных вод верхнеплиоценового терригенного водоносного горизонта был проведен ряд анализов. По химическому составу воды сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные магниевые-кальциевые с минерализацией воды от 201 до 291 мг/дм³. По степени жесткости – мягкие и умеренно жесткие 2,5-3,5 мг-экв/дм³, по величине pH – нейтральные. Содержание основных макро и микрокомпонентов отвечает требованиям СанПиН [3].

В микробиологическом отношении, воды эксплуатируемого горизонта соответствуют нормам. Радиологические показатели в норме. В целом качество подземных вод позволяет использовать их для питьевых и технологических целей предприятия. Основной вывод по качественному составу эксплуатируемых подземных вод: это постоянство химического состава, как в многолетнем, так и годовом разрезе.

В настоящее время увеличивается опасность негативного воздействия промышленного и сельскохозяйственного производства на состояние окружающей среды, что приводит к необходимости разработки системы предупреждения, контроля и прогнозирования состояния отдельных объектов окружающей среды. Такая информационная система наблюдения и анализа состояния природной среды и, в первую очередь, наблюдений за уровнями загрязнения и эффектов, вызываемых им в биосфере, получила название мониторинга.

При проектировании сети мониторинга был использован векторный подход, предложенный в работе Ю.М.Зинюкова «Теоретико-методологические основы организации мониторинга природно-технических экосистем на основе их структурно-иерархических моделей» (Труды научно-исследовательского института геологии Воронежского государственного университета)[1]. Под «вектором мониторинга» понимается основной непрерывный контроль от техногенного объекта к защищенному объекту природной среды. Исследуемый техногенный объект – атомная станция теплоснабжения.

Всего проектируется четыре вектора наблюдения А; В; С; D. Направление векторов выбрано в зависимости от расположения основных защищаемых объектов - Воронежское водохранилище и водозабор подземных вод.

Вектор А: «техногенный объект – Воронежское водохранилище, южное направление».

Вектор В: «техногенный объект – Воронежское водохранилище, восточное направление».

Вектор С: «техногенный объект – эксплуатационная скважина №24165/3, северное направление».

Вектор D: «техногенный объект – эксплуатационная скважина №235/98/2, западное направление».

По вектору А предполагается оборудование 2-х скважин (№1 и 2), вскрывающих неогеновый и четвертичный горизонты; и пункт отбора поверхностной воды в районе водохранилища (№3). Аналогично проектируется работа по вектору В. Номера скважин 4 и 5 соответственно, пункт поверхностного водоотбора №6. Также на участке протомстроительства прогнозируется работа четырех наблюдательных скважин (№ 7,8,9,10), вскрывающие неогеновые и четвертичные горизонты.

Вектор С включает бурение трех скважин, две из которых являются наблюдательными, вскрывающие неогеновый и четвертичный горизонты (№ 11,12), а третья, находящаяся на конечном участке вектора является эксплуатационной скважиной исследуемого водозабора (№13 по паспорту 24165/3).

Вектор D характеризуется тем же количественным и качественным составом наблюдательных и эксплуатационных скважин. Номера соответственно 14, 15 и 16 (235/98/2). В 200м от скважины № 16 в юго-западном направлении планируется работа третьей эксплуатационной скважины №17 (по паспорту 60062/1).

Таким образом, проектируемая нами система мониторинга базируется на сети водонаблюдательных пунктов в количестве 17 единиц:

- 2 поверхностных водопункта (Воронежское водохранилище)
- 3 эксплуатационные скважины
- 12 наблюдательных скважин. Из которых – шесть скважин, вскрывающих неогеновый горизонт и шесть скважин, вскрывающих четвертичный горизонт.

Рекомендуемая система пунктов мониторинга является минимально необходимой. В количественном отношении система мониторинга призвана обеспечить первичный контроль и безопасность защищаемых участков подземных вод и Воронежского водохранилища. По мере расширения техногенной инфраструктуры объекта рекомендуется оптимизировать систему контроля, исходя из сложившейся ситуации и полученных на конкретный момент времени результатов мониторинга.

Литература

1. Зинюков Ю.М. Теоретико-методологические основы организации мониторинга природно-технических экосистем на основе их структурно-иерархических моделей // Труды научно-исследовательского института геологии Воронежского госуниверситета. – Вып. 28. – Воронеж: Изд-во Воронеж. ун-та, 2005. – 164 с.
2. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Питьевая вода: Гигиенические требования к качеству воды питьевого водоснабжения. Контроль качества.

ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

Л.В. Лыскова

Научный руководитель доцент Ю.М. Зинюков

Воронежский государственный университет, г. Воронеж, Россия

В настоящее время все актуальнее становятся проблемы мониторинга подземных вод. Одной из первоочередных и глобальных задач современности, внимание к которой постоянно возрастает, является рациональное и экологически безопасное использование человеком природных ресурсов, в том числе геологических. Контроль за развитием геологических процессов, прогноз их развития, осуществление профилактических и защитных мероприятий приобрели в настоящее время характер актуальнейших задач государственного масштаба. Решение этих задач невозможно без наличия разномасштабных долговременных и целенаправленных наблюдений за объектами геологической среды, лишь на основе которых и могут быть установлены тенденции развития различных геологических процессов (как природных, так и техногенных), вскрыт механизм и разработаны рекомендации по их управлению.[2] Именно решению этой задачи и служит мониторинг геологической среды. Мониторинг подземных вод является составной частью комплексной системы мониторинга окружающей природной среды и представляет собой систему регулярных наблюдений, сбора, накопления, обработки и анализа информации, оценки состояния геологической среды и прогнозирования ее изменения под воздействием естественных природных и антропогенных факторов. На исследуемой территории систематически проводятся гидрогеодинамические и гидрогеохимические работы, которые включают изучение уровня режима подземных вод с вынесением на картографическую основу гидрогеохимической характеристики основных водоносных горизонтов и комплексов, состояния качества подземных вод на водозаборах Воронежской области. В работе выявлены некоторые закономерности техногенного влияния предприятий на подземные воды региона [3].

Воронежская область расположена в Центрально-Черноземной полосе Европейской части России в пределах Среднерусской Возвышенности и Окско-Донской равнины. Территория области целиком лежит в бассейне реки Дон. Ее протяженность составляет с севера на юг 300,5км, с запада на восток – 341,4км и занимает площадь 52,2тыс.км². В Воронежской области сформированы и законодательно установлены 535 муниципальных образований, в том числе 3 городских округа (Борисоглебский, Воронежский, Нововоронежский), 32 муниципальных района, 471 сельское и 30 городских поселений. Основные города: Воронеж, Борисоглебск, Россошь, Лиски, Нововоронеж, Острогожск. Естественное состояние природной среды под влиянием

антропогенных факторов претерпевает значительные изменения, причем степень этих изменений напрямую зависит от интенсивности нагрузки. Распределение техногенной нагрузки на территории Воронежской области весьма неравномерно. Высокая степень техногенной нагрузки отмечается на площадях, прилегающих к Воронежу и районным центрам.

Территория Воронежской области является областью сочленения трех артезианских бассейнов: Московского, Приволжско-Хоперского и Донецко-Донского, которые отличаются своими геолого-гидрогеологическими особенностями. Однако для всей территории имеются общие закономерности формирования подземных вод. Так, все водоносные горизонты испытывают дренирующее влияние реки Дон и ее основных притоков. Степень влияния речных долин определяется глубиной залегания водовмещающих пород, их литологическим составом, а также составом пород перекрывающей толщи и наличием водоупорных слоев.

Подземные воды, являющиеся одновременно частью недр и частью общих водных ресурсов, представляют собой ценнейшее полезное ископаемое, на использовании которых полностью базируется хозяйственно-питьевое водоснабжение населения. Производственно-техническое водоснабжение значительного числа предприятий Воронежской области также основано на использовании подземных вод.

На территории Воронежской области разведаны и утверждены запасы на 84 месторождениях подземных вод, эксплуатационные запасы которых используются в настоящее время только на 57%. Прогнозные эксплуатационные ресурсы по данным региональных оценок отчета "Оценка обеспеченности населения Российской Федерации ресурсами подземных вод для хозяйственного водоснабжения. Воронежская область" составляет 3082,73 тыс. м³/сут, которые превышают потребности области в питьевой воде. Водоотбор по всем водозаборам составляет 783,87 тыс. м³/сут пресной подземной воды, что составляет 25% от прогнозных ресурсов и 44% от разведанных эксплуатационных запасов. Несмотря на наличие значительного ресурсного потенциала подземных вод, многие города области испытывают дефицит в воде хозяйственно-питьевого назначения, что вызвано различными причинами. Главным фактором является прогрессирующее загрязнение подземных вод. Обусловлено это тем, что большинство водозаборов подземных вод расположено в пределах населенных пунктов, где формируется мощный поток бытового и производственного загрязнения, а эксплуатируемые горизонты являются преимущественно первыми от поверхности и не защищены от поверхностного загрязнения.

Большое количество комплексных микрокомпонентных аномалий, фиксируемых в водах неоген-четвертичных отложений (Mn, Fe, Ba, Sr, B, Cr, Zn, Br), формируются под воздействием как природных, так и техногенных факторов. Кроме того, в подземных водах находятся такие химические вещества (нефтепродукты, синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ), фенолы, пестициды), которые в природных условиях вообще отсутствуют. Коротко следует отметить, что основными региональными природными аномалиями на территории Воронежской области являются аномалии: по бору, бромю, барии, кремнию, селену, фтору выделяемые в подземных водах эксплуатируемых горизонтов, вероятно, связаны с пестрым литологическим составом водовмещающих пород, структурно-тектоническими и климатическими особенностями территории.

Основными показателями природного происхождения, по которым подземные воды не удовлетворяют требованиям СанПиНа, являются железо и марганец, которые являются самыми распространенными элементами, серьезно ухудшающими качество подземных вод области [3]. Практически на всей территории, во всех водоносных комплексах встречаются концентрации железа, превышающие ПДК. В связи с тем, что территория Воронежской области относится к гидрохимическому региону с повышенным содержанием в пресных подземных водах железа и марганца, их присутствие обусловлено как природными, так и техногенными факторами.

Наиболее распространенными компонентами техногенного загрязнения являются нефтепродукты, нитраты, аммоний. Отмечаются водозаборы, подверженные загрязнению такими высоко опасными микрокомпонентами, как свинец, селен, хром и т.д. Особенно это ярко проявилось на территории г. Воронежа, где возникновение техногенных аномалий связано со слабой защищенностью горизонта, интенсивной хозяйственной деятельностью.

Влияние природных и техногенных факторов особенно ярко проявляется на территориях с интенсивной эксплуатацией подземных вод, которая приводит к изменениям гидрогеохимической ситуации. Это выражается в подтягивании некондиционных вод в продуктивные горизонты из нижележащих, а также в инфильтрации загрязненных грунтовых вод, с которыми поступают органические вещества, изменяющие физико-химические условия миграции ряда элементов.

По результатам ведения государственного мониторинга состояния недр выявлено 35 участков загрязнения подземных вод, связанных с промышленными объектами. Наиболее стойкие и опасные участки загрязнения подземных вод неоген-четвертичного комплекса находятся на территории г. Воронежа - в районе бывших полей фильтрации ОАО «Воронежсинтезкаучук» расположена обширная область загрязнения подземных вод некалем (СПАВ). В районе крупных нефтебаз ЗАО «Воронеж-Терминал» и комбината «Красное Знамя» установлено наличие линзы чистого нефтепродукта и некондиционных подземных вод по содержанию нефтепродуктов.

Таким образом, в исследуемом районе четко вырисовывается ряд экологических проблем. Для их решения, необходимо снижение техногенного воздействия, которое будет достигаться по следующим направлениям:

- охрана геологической и окружающей среды в целом;
- рациональное использование природных ресурсов;
- организация единой системы мониторинга природной среды;
- создание и ведение банка данных.

Также одним из основных принципов охраны окружающей среды является ее правовое обеспечение. Основными задачами в этом направлении являются:

создание эффективного правового механизма обеспечения сохранения природной среды и экологической безопасности;

совершенствование правоприменительной практики в целях обеспечения адекватной ответственности за экологические правонарушения и ее неотвратимости.

Для решения проблем, выявленных на территории Воронежской области в рамках ведения мониторинга состояния недр, рекомендуется следующее:

1. В связи с отсутствием в ряде районов подземных вод пригодных для хозяйственно-питьевого водоснабжения, недостаточной защищенностью подземных вод от загрязнения, и другими факторами, необходимо продолжать работы по изучению ресурсов питьевых подземных вод и их использованию;

2. На основании опыта эксплуатации и по результатам ведения мониторинга необходима переоценка и оценка эксплуатационных запасов подземных вод, если таковая не выполнялась раньше;

3. На водозаборах с водоотбором более 500м³/сут или с меньшим водоотбором, но находящихся в сложных гидрогеологических условиях, не имеющих наблюдательную сеть за состоянием подземных вод, создать таковую. По созданной наблюдательной сети организовать регулярные наблюдения за уровнем и качеством подземных вод;

4. Продолжить работы по обследованию водозаборов на территориях с интенсивной эксплуатацией подземных вод, с целью получения информации по гидродинамическому и гидрохимическому состоянию эксплуатируемых горизонтов;

5. Проведение мониторинга на участках загрязнения подземных вод по скважинам существующей объектной сети;

6. Выявление и обследование очагов загрязнения с дальнейшим ведением объектного мониторинга за счет предприятия, нанесшего урон геологической среде.

При взаимодействии всех трех уровней (федерального, территориального и объектного) возможно решать задачи по оценке состояния основных эксплуатируемых водоносных горизонтов (комплексов) с целью реализации существующих проблем улучшения качества и достаточного количества питьевой воды в пределах Воронежской области.

Литература

1. СанПин 2.1.4.1074-01. Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Питьевая вода: Гигиенические требования к качеству воды питьевого водоснабжения. Контроль качества.
2. Королев В.А. Мониторинг геологических, литотехнических и эколого-геологических систем. – М.: Изд-во «КДУ», 2007. – 424 с.
3. Бочаров В.Л., Зинюков Ю.М., Смоляницкий Л.А. Мониторинг природно-технических экосистем. – Воронеж: Истоки, 2000. – 226 с.

ОСОБЕННОСТИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ХРОМИТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЯРНОГО УРАЛА

М.С. Мартыненко

Научный руководитель доцент Л.А. Стороженко

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Острая необходимость развития и освоения на современном уровне минерально-сырьевой базы РФ требует введения в строй новых месторождений, эффективность и безопасность разработки которых определяется в первую очередь, степенью изученности и оценки инженерно-геологических условий (ИГУ). Особенности месторождений полезных ископаемых Полярного Урала являются: различное геолого-тектоническое строение, состав, генезис, возраст пород, различная степень выветрелости, наличие многолетней мерзлоты. Проектирование шахт и карьеров при разной степени сложности ИГУ является задачей более ответственной, чем любых других сооружений, поэтому изучение ИГУ месторождений имеет свои особенности [1].

Рассматриваемый массив Рай-Из входит в крупнейший Полярно-Уральский пояс ультрабазитовых массивов (Сьум-Кеу, Рай-Из и Войкаро-Сынинский), протянувшийся вдоль Главного Уральского глубинного разлома (ГУГР). Массив расположен в сложном тектоническом районе на сочленении Центрально-Уральской и Восточно-Уральской мегазон. В пределах массива Рай-Из, сложенного породами дунит-гарцбургитовой ассоциации, расположены следующие хромитовые месторождения: Центральное, Западное и Енгайское.

Массив пород рассматриваемых месторождений представлен преимущественно вмещающими скальными горными породами и хромитовыми рудами.

Вмещающие породы представлены дунитами от темно-зеленого до черного цвета, массивной текстуры, крупно-гигантозернистой, иногда средне-мелкозернистой структуры, состоящими из высокомагнезиального оливина (60-80 %), серпентина (20-70 %), хромшпинелида (1-3 %) и редких (доли %) зерен моноклинного пироксена, а также нерасчлененными дунитами и гарцбургитами с содержанием дунитов до 10 %, 10-30 %, 30-70 % и свыше 70 %. Гарцбургиты в той или иной степени серпентинизированы, оталькованы, амфиболитизированы.

Хромитовые руды по содержанию Cr_2O_3 делятся на сплошные, густо-, средне- и убоговкрапленные. Преобладающим типом руд являются средне-, густовкрапленные с содержанием 35-45 % Cr_2O_3 . В цементе преобладают оливин, дунит, кеммерерит.

Анализ изменения показателей физико-механических свойств дунит-гарцбургитового комплекса пород показал, что в пределах месторождения они имеют «стационарный» тип изменчивости.

Дуниты, гарцбургиты относятся к группе прочных пород, предел прочности (R_c^e) изменяется от 60 до 127 МПа. Породы неразмягчаемые. Значения ρ пород колеблются в пределах 2,77–3,21 г/см³ (табл. 1). На участках, где породы интенсивно серпентинизированы и оталькованы, значения ρ падают до 2,50–2,57 г/см³, уменьшаются и величины прочностных характеристик до $R_c^e=46$ МПа.

Установлено, что после ряда циклов замораживания породы происходит потеря прочности, которая составляет 9–13 %.

Хромитовые руды относятся к классу прочных пород, их отличительная особенность – высокие значения плотности (от 2,82 до 4,25 г/см³), величина которой определяется типом руд, и невысокие значения прочности (табл. 2). Такой набор свойств определяется присутствием в составе руд слабого по прочности цемента.

Таким образом, массив пород, слагающий месторождения Центральное, Западное, Енгайское, представлен преимущественно классом прочных пород с $R_c^e=50–120$ МПа, это дуниты, гарцбургиты, хромитовые руды, нормативные значения которых приведены в табл. 1. Среди группы прочных пород отмечаются участки пород малопрочных – это зоны интенсивной серпентинизации и оталькования, где значения R_c^e составляют 2–3 МПа.

По геолого-структурному строению, степени и характеру тектонической нарушенности месторождения значительно отличаются друг от друга. Месторождение Центральное характеризуется широким развитием крупных разломов, месторождение Западное располагается в тектоническом блоке, месторождение Енгайское делится Енгайским разрывом на два блока (Западный и Восточный).

В строении массива пород выделены следующие генетические типы трещин: первичные контракционные, тектонические, экзогенные, а также сложного генезиса. Развита как открытые, так и закрытые трещины. По механизму образования открытые трещины сколовые и скольжения. Закрытые трещины залечены серпентинитом, образуют на отдельных участках сетчатую структуру прожилков. В массиве пород месторождений выделяется три основных типа заполнителя: тальк-серпентинитовый, серпентинитовый и глинистый.

Инженерно-геологический анализ позволил установить следующие особенности: более трещиноватым является массив пород месторождения Центральное, где на долю сильнотрещиноватых и раздробленных пород приходится 15 и 30 % соответственно; менее трещиноватыми являются породы месторождения Западное – здесь сильнотрещиноватые и раздробленные породы составляют 2 и 2 % соответственно. Промежуточное положение занимает месторождение Енгайское.

Таблица 1

Физико-механические свойства дунитов и гарцбургитов

Показатели	n	Месторождение					
		Центральное		Западное		Енгайское	
		\bar{x}	σ	\bar{x}	σ	\bar{x}	σ
Плотность, г/см ³	117	3,04	0,18	2,92	0,02	2,96	0,39
Коэффициент крепости, д.ед.	83	4	1	7	2	8	2
Пределы прочности при растяжении, МПа:							
- в сухом состоянии	115	11	3	8	6	7	0,5
- в водонасыщенном состоянии	68	10	3	6	0,5	6	0,2
Пределы прочности при сжатии, МПа:							
- в сухом состоянии	115	103	72	97	37	81	10
- в водонасыщенном состоянии	83	85	15	89	192	79	9
Коэффициент размягчаемости, д.ед.	68	0,82	0,03	0,90	0,01	0,99	0,05
Уд. сцепление, МПа:							
- в сухом состоянии	115	19	3	20	16	18	2
- в водонасыщенном состоянии	68	-	-	18	5	17	1
Угол внутреннего трения, град.:							
- в сухом состоянии	115	46	2	53	42	52	2
- в водонасыщенном состоянии	68	-	-	55	4	53	2
Скорость упругой волны, м/с:							
- в стержне	68	5499	501	5350	1024	4707	215
- поперечной	83	3564	455	3752	3072	2938	151
Модуль упругости, динамический, ГПа:	83	82	99	83	103	66	120
Коэффициент Пуассона, д.ед.	83	0,27	0,01	0,28	0,02	0,30	0,02

Таблица 2

Средние значения показателей физико-механических свойств хромитовых руд

Месторождение	Тип руды	ρ , г/см ³	R_c^6 , МПа	R_p^6 , МПа	$f_{кр}$, д.ед.
Центральное	Сплошные	3,47	55	6	6
	Средне- и убоговкрапленные	2,82	80	7	4
Западное	Сплошные	4,05	86	7	6
	Средне- и убоговкрапленные	2,88	90	8	7
Енгайское	Сплошные	3,50	75	7	5
	Средне- и убоговкрапленные	2,90	86	7	6

Месторождения расположены в зоне развития сплошной мерзлоты. Нижняя граница многолетнемерзлых пород, установленная по термометрическим данным, составляет для месторождений: Центральное – 473 м (абс. отм. 245 м), Западное – 450 м (абс. отм. 218,96 м), Енгайское – 120 м (абс. отм. 244 м).

Значения температур ниже подошвы слоя годовых теплооборотов (6-10 м) составляют в среднем от (-1,5) до 0,5 °С.

Таким образом, полученные материалы могут являться основанием для прогноза инженерно-геологических условий и оценки интегрального параметра устойчивости горного массива на стадиях разведки, строительства и эксплуатации горнодобывающих сооружений.

Литература

1. Абатурова И.В. Оценка и прогноз инженерно-геологических условий месторождений твердых полезных ископаемых горно-складчатых областей. – Екатеринбург: Типография «Уральский центр академического обслуживания», 2011. – 320 с.

**ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИСКУССТВЕННЫХ ГРУНТОВ ТЭЦ-5
(Г. НОВОСИБИРСК)**

Л.Л. Молокова

Научный руководитель доцент В.В. Крамаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно постановлению Совета Министров СССР от 1971 года, Новосибирский филиал «Теплоэлектропроекта» начал проектирование станции ТЭЦ-5, которая должна была стать одной из самых мощных тепловых электростанций в стране. Проект ТЭЦ-5 мощностью 1200 тысяч кВт разрабатывался под руководством главного инженера Б.А. Волощенко. Золоотвал №2 Новосибирской ТЭЦ-5 расположен в административном Новосибирском сельском районе в 2,5 км на север от крупного села Новолуговское. В феврале 2006 года началось строительство первой очереди нового золоотвала № 2 для нужд станции. Ввод первого комплекса нового золоотвала в эксплуатацию решит проблему сбора золотых отходов ТЭЦ-5 на ближайшие 5 лет.

Основанием проектируемой дамбы 2-го яруса будут служить пляжи, намывные вдоль дамбы 1 яруса из золошлаков Новосибирской ТЭЦ-5. Параметры карьера грунта: площадь – до 6 га; глубина разработки карьера - до 6 м, выше уровня грунтовых вод на 1 – 2 м; полезный объем грунта – 250 тыс. м³; грунты пригодные для отсыпки дамбы – супесчаные и суглинистые грунты, содержащие водорастворимые включения и не полностью разложившиеся органические вещества не более 5% по массе.

Параметры дамбы 2-го яруса составляют: длина по гребню дамбы – 1000 м, ширина по гребню – 7 м, ширина по основанию – 49 м, высота – 7 м, заложение верхового и низового откосов – 1:3. Дамба отсыпается из карьерных супесчаных и суглинистых грунтов с уплотнением до плотности не менее 1,65 т/м³ в сухом состоянии.

В 2012 г началось наращивание второго яруса, в связи с чем, были проведены изыскания ООО «Институтом инженерных изысканий», лабораторные исследования состава и физико-механических свойств грунтов проводились в лаборатории «Грунтоведение и механика грунтов» ТПУ. Необходимо отметить, что физико-механические свойства искусственных грунтов в результате их малоизученности, служат весьма актуальной темой для исследований.

Целью работы является изучение физико-механических свойств искусственных и естественных грунтов, в связи с реконструкцией гребня дамбы ТЭЦ-5.

Задачами работы являются:

лабораторные исследования состава и свойств грунтов, предназначенных для отсыпки в дамбу и естественных грунтов ее основания,

анализ и систематизация полученных данных,

проведение их статистической обработки;

выявление взаимосвязей между данными.

Район расположен в окраинной юго-западной части Колывань-Томской складчатой зоны, в области погружения палеозойного фундамента под рыхлые мезокайнозойские отложения Западно-Сибирской низменности. Фундамент в пределах рассматриваемой территории сложен верхнедевонскими осадочными

отложениями. На поверхности фундамента развита частью размытая древняя кора выветривания. Верхняя часть разреза сложена рыхлыми четвертичными отложениями, образующими почти сплошной покров. В породах верхнего девона наблюдается крупная и мелкая складчатость, осложнённая разрывными микронарушениями. На участке работ грунты представлены глинистыми разновидностями.

Климат континентальный, средняя температура января -16 . Средняя температура июля $+18...+20$ °С. Средняя годовая температура воздуха $-0,2$ °С. Абсолютный максимум $+37$ °С, минимум -51 °С. Суровая и продолжительная зима с устойчивым снежным покровом от 20 см до 70 см в отдельные периоды с сильными ветрами и метелями. Переходные сезоны (весна, осень) короткие и отличаются неустойчивой погодой, возвратами холодов, заморозками.

В ходе работ, при непосредственном участии автора, были определены следующие показатели: плотность (ρ , ρ_s , ρ_d), влажность (W), число пластичности (I_p), показатель текучести (I_L), гранулометрический состав грунта, модуль деформации (E), коэффициент относительной просадочности (ϵ_{sl}), коэффициент фильтрации (K_f), пористость грунта (n), коэффициент пористости грунта (e), прочностные характеристики (c, ϕ), удельное электрическое сопротивление, коррозионная агрессивность.

Методика исследований приведена в ГОСТ 12536-79 [4], ГОСТ 5180-84 [5], ГОСТ 12248-2010 [6], ГОСТ 9.602-2005 [7], ГОСТ 22733-2002 [8], ГОСТ 25584-90 [9], а так же в методической литературе [1-3].

В программе Statistica-6, были получены средние и максимальные значения для разновидностей объединенных проб, представленных супесью, суглинками и золой. Были выявлены наиболее характерные связи между показателями характеристика влажности (W_L , W_p) и гранулометрического состава при 1 – 0,5 мм, % (объединенные пробы), характеристиками модуля деформации (E 0,05 – 0,1 МПа; E 0,1 – 0,2 МПа; E 0,2 – 0,3 МПа) и плотностью частиц грунта (ρ_s) (монолиты). Получены регрессионные уравнения для монолитов:

$$E\ 0,05 - 0,1, \text{ МПа} = -72,44 + 30,53 * \rho_s;$$

$$E\ 0,1 - 0,2, \text{ МПа} = -85,59 + 35,28 * \rho_s;$$

$$E\ 0,2 - 0,3, \text{ МПа} = -66,97 + 28,26 * \rho_s;$$

$$\text{для объединенных проб: } W_L, \% = 26,47 - 3,82 * (\text{фракция от 1 до 0,5 мм});$$

$$W_p, \% = 19,68 - 2,52 * (\text{фракция от 1 до 0,5 мм}).$$

Таким образом, лабораторные исследования показали, что для грунтов территории золоотвала №2 были выявлены связи у объединенных проб между характеристиками влажности (W , W_L , W_p) и прочностными характеристиками (c, ϕ), характеристиками влажности (W_L , W_p) и гранулометрического состава при 1-0,5 мм, %, прочностными характеристиками (c) и глубиной отбора, коэффициентом пористости грунта (e) и влажностью на границе раскатывания (W_p), плотностью грунта (ρ) и плотностью частиц грунта (ρ_s), пористостью грунта (n) от влажностью на границе раскатывания (W_p). У монолитов между характеристиками: модулем деформации (E) и естественной влажности (W), модулем деформации (E) и плотностью грунта в сухом состоянии (ρ_d), модулем деформации (E) и плотностью частиц грунта (ρ_s); коэффициентом относительной просадочности (ϵ_{sl}) и естественной влажностью (W), коэффициентом относительной просадочности (ϵ_{sl}) и коэффициентом пористости грунта (e).

Полученные регрессионные уравнения позволяют прогнозировать свойства грунтов для дальнейшей работы при наращивании 3 яруса.

Литература

1. Ломтадзе В.Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород / В.Д. Ломтадзе. Л.: НЕДРА, 1972. 310 с.
2. Методическое пособие по инженерно-геологическому изучению горных пород / под ред. Е.М. Сергеева. М.: НЕДРА, 1984. Том 1 422 с.
3. Методическое пособие по инженерно-геологическому изучению горных пород / под ред. Е.М. Сергеева. М.: НЕДРА, 1984. Том 2. 437 с.
4. ГОСТ 12536-79 Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
5. ГОСТ 5180-84 Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
6. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
7. ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
8. ГОСТ 22733-2002 Грунты. Метод лабораторного определения максимальной плотности.
9. ГОСТ 25584-90 Грунты. Методы лабораторного определения коэффициента фильтрации.

**ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ОСНОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ В ЗОНЕ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ И
ОТТАИВАЮЩИХ ГРУНТОВ**

А.И. Мурашкин

Научный руководитель доцент В.А. Максименко
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ - это система наблюдений и контроля за состоянием и изменением грунтовых, природных и техногенных условий в процессе строительства и эксплуатации объектов различного рода деятельности.

Проблема геологического риска при строительстве в сложных инженерно-геологических и гидрогеологических условиях делает обязательным проведение обследования и мониторинга в зоне будущего строительства.

С учетом сложности геотехнических условий, при которых стабилизация грунтов оснований предусмотрена не только в процессе строительства, но и в период эксплуатации, для обеспечения качественного геотехнического контроля основных параметров эксплуатационной надежности оснований и фундаментов объектов, необходим комплект высокоточного оборудования.

В состав данного комплекта может входить как стандартное (цифровое) геодезическое и термометрическое оборудование (рис.1) (термокаротажные косы, приборы съема и транспортировки данных с термокаротажных кос), так и оборудование, предназначенное для оперативного (постоянного) контроля основных геотехнических параметров, положений некоторых элементов и деформаций строительных сооружений и конструкций (рис.2) (спутниковые сенсоры, первичные тензометрические преобразователи и инклинометры).

С термометрических скважин, спутниковых сенсоров, первичных тензометрических преобразователей и инклинометров показания сводятся на ПК, где проходит сбор и обработка данных в режиме реального времени. На основании полученной превентивной информации о динамике негативных изменений инженерно-геологических условий и пространственного положения конструкций программное обеспечение делает вывод о степени изменения температурного и напряженно-деформируемого состояния системы и при необходимости дает сигнал включения (выключения) холодильной машины или рекомендации по дальнейшей эксплуатации данного объекта, с целью предотвращения развития аварийных ситуаций.

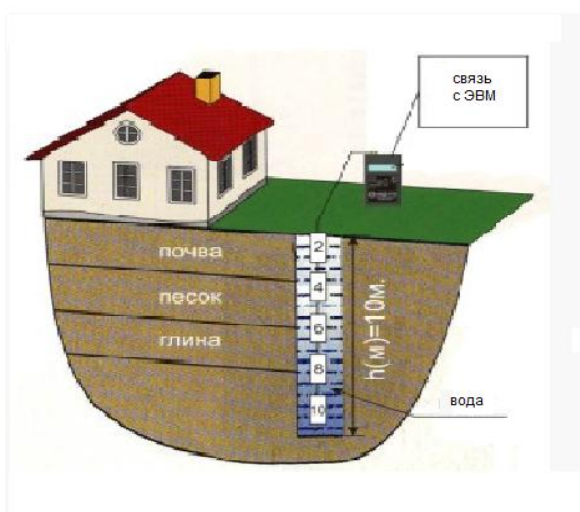


Рис. 4 Термокаротажная коса с прибором съема и транспортировки данных



Рис. 5 Система контроля основных геотехнических параметров

На сегодняшний день проблема геотехнического мониторинга сооружений и объектов добывающей промышленности является актуальной, так как дальнейшее развитие нормативной базы проектирования, технической эксплуатации, а также совершенствование проектных решений требуют систематического накопления, обобщения и анализа данных о долговечности и эксплуатационной надежности этих строительных конструкций.

**ПОИСКИ ИСТОЧНИКОВ ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОДАХ
ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА****М.Н. Пинкевич****Научный руководитель доцент Ю.Б. Дворецкая
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**

Интенсивное развитие современных горнодобывающих предприятий в пределах Енисейского кряжа требуют необходимости привлечения новых источников водоснабжения.

Основной вопрос состоит в определении перспективных участков для постановки работ по геологическому изучению и комплекса методов, которые позволили бы при минимальных трудозатратах предельно оперативно решить поставленные задачи.

В связи с расширением Олимпиадинского ГОКа потребовалось в кратчайшие сроки оценить новое месторождение подземных вод.

По системе гидрогеологического районирования район исследований расположен в пределах Енисейского сложного бассейна 2-го порядка, по более дробному делению месторождение принадлежит центральной части Больше-Питского гидрогеологического массива, сложенного гранитами и метаморфическими породами архея и нижнего протерозоя. С последними связаны трещинно-грунтовые воды, распространенные преимущественно до глубины 70-100 м, локально-трещинные воды разломов и жильных образований, проникающие на глубину в несколько сотен метров [2].

Низкогорный рельеф предопределил разобщение регионально-трещинных вод на систему бассейнов стока, совпадающих с водосборными площадями рек и ручьев. Запасы подземных вод в этом районе невелики.

Исходя из результатов гидрогеологического опробования, полученных при изучении Олимпиадинского золоторудного месторождения, фильтрационные свойства всех распространенных здесь пород пестрые, что не позволяет выделить какие либо стратиграфические подразделения в качестве основных критериев для определения перспективности участков. Участки, как с удовлетворительными фильтрационными характеристиками, так и относительно водоупорные, могут быть выявлены во всех типах пород.

Для выбора перспективных участков для проведения геологического изучения с целью добычи подземных вод для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения Олимпиадинского ГОКа специалистами ОАО «Красноярскгеология» была составлена схема районирования по обеспеченности естественными ресурсами подземных вод [4].

На схему районирования вынесены бассейны стока (области питания) подземных вод (для изучаемого района совпадающие с поверхностными бассейнами стока) и их обеспеченность естественными ресурсами за счет инфильтрации атмосферных осадков и ориентировочных естественных запасов.

Границы и площадь бассейнов стока определены по изданным топокартам масштаба 1:50 000. Расчет обеспеченности естественных ресурсов подземных вод за счет питания атмосферными осадками выполнен для средней нормы осадков. Величина питания определялась исходя из водосборной площади, уклонов поверхности и средней абсолютной отметки долины водотоков.

Величина естественных запасов подземных вод определена исходя из средней мощности распространенных здесь водоносных зон и усредненных данных величины водоотдачи. Естественные ресурсы подземных вод определены на 25 лет эксплуатации.

Ожидаемое качество подземных вод определялось на основе наличия техногенных объектов загрязнения.

В качестве критериев для определения перспективности участка для проведения геологического изучения с целью добычи подземных вод предложены следующие характеристики:

- обеспеченность бассейнов стока естественными ресурсами;
- наличие смежных блоков с удовлетворительным качеством воды;
- наличие смежных блоков (бассейнов стока) с некондиционными водами;
- наличие крупного водотока, что может позволить увеличить производительность водозабора за счет привлечения поверхностного стока для восполнения эксплуатационных запасов подземных вод;
- удаленность предположительного центра водозабора от водопотребителя (с учетом существующих коммуникаций);
- условиями строительства водозабора и связанных с ним коммуникаций.

Исходя из вышеприведенных критериев, наиболее перспективным для геологического изучения с целью добычи подземных вод был выбран участок «Досеровский».

Учитывая производственную необходимость мобильного выполнения работ по изучению и скорейшему вводу в эксплуатацию месторождения, большое внимание было уделено наземным геофизическим исследованиям.

Разработанные физико-геологические модели месторождений подземных вод, в том числе трещинного типа, обоснованы и надёжны.

Основной вопрос состоял в выборе комплекса методов, который позволил бы при минимальных трудозатратах предельно оперативно выполнить исследования с максимальной информативностью для определения местоположения гидрогеологических скважин.

Такой экспресс-комплекс включил в себя дипольное электромагнитное профилирование, естественное электрическое поле и электротомографию.

В результате геофизических исследований определены зоны трещиноватости и оценена степень дезинтеграции пород, оконтурены участки разгрузки подземных вод, оценены основные направления их течения и относительная скорость. Осуществлено литологическое расчленение разреза до глубины 200 м. Обособлены наиболее крупные водоаккумулирующие структуры и локальные водоподводящие каналы [2, 6].

По данным наземных геофизических исследований с учётом геологического строения и визуальных наблюдений при проведении гидрогеологических маршрутов задавались места заложения поисково-разведочных скважин.

По результатам опробования поисково-разведочных скважин определены два наиболее перспективных участка, в пределах которых были разбурены гидрогеологические кусты. Наблюдательные скважины задавались по двум направлениям, с учётом анизотропии пород и предполагаемых гидрогеологических границ. Глубина скважин, исходя из глубины развития трещиноватых пород, составила 70-80 м. Конструкция центральных скважин выбиралась с таким расчетом, чтобы в дальнейшем эти скважины могли использоваться как эксплуатационные [3].

Опытные кустовые откачки позволили определить расчетные гидрогеологические параметры, схематизировать гидрогеологические условия. Гидрогеологические расчёты подтвердили возможность получения заявленной потребности в воде при соответствующем нормативным требованиям качестве подземных вод на срок эксплуатации месторождения 25 лет [1].

Эксплуатационные запасы подземных вод Досеровского месторождения оценены и поставлены на баланс в количестве 5,2 тыс. м³/сут по категории C₁+C₂.

Аналогичным образом были разведаны Широкинское и Верхнеширокинское месторождения подземных вод для водоснабжения горнорудного предприятия на базе золоторудного месторождения «Благодатное».

Литература

1. Боровский Б.В., Хордикайнен М.А., Язвин Л.С. Разведка и оценка эксплуатационных запасов месторождений подземных вод в трещинно-карстовых пластах. – М.: Недра, 1976. – 247 с.
2. Комплексирование геофизических методов при решении геологических задач / Под ред. В.Е. Никитского и В.В. Бродового. – М. «Недра», 1987. – 472 с.
3. Климентов П.П. Методика гидрогеологических исследований. – М. Высшая школа, 1967. – 421 с.
4. Пинкевич Е.В. Геологическое изучение территории прилегающей к Олимпиадинскому ГОКу с целью добычи подземных вод. // Архив ГО ЗАО «Полюс». – Красноярск, 2006. – №56. – 123 с.
5. Плотников Н.И. Поиски и разведка пресных подземных вод. – М. «Недра», 1985. – 370 с.
6. Пустозеров М.Г. Экспресс-комплекс геофизических методов при поисках и оценке подземных вод на Енисейском краже / Тезисы докладов второй международной научно-практической конференции «Инженерная геофизика-2006». Геленджик, 2006. – с. 151-153.

ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ДРЕНИРОВАННОСТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ПОДТОПЛЯЕМОСТИ ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА

В.Д. Покровский

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из опасных геологических процессов, развивающихся на урбанизированных территориях является подтопление, предотвращение и борьба с которым является важной задачей градостроительной политики.

Созданная геоинформационная система, базирующаяся на основе электронного представления существующих карт г.Томска гидрогеологического содержания (районирования застроенной территории по дренированности, типу фильтрационного геологического разреза, интенсивности дополнительного инфильтрационного питания, уровня подземных вод) позволяет оперативно производить оценку степени потенциальной подтопляемости отдельных участков городской застройки. Эффективность использования предлагаемой системы обеспечивается расширением доступности гидрогеологических (узкоспециальных материалов) для практического использования широким кругом заинтересованных лиц за счет применения эффективного алгоритма предварительной обработки большого объема специальной информации и представления её в удобном для принятия управленческого решения виде.

Подтопление формируется под действием природных и техногенных факторов среди которых наибольшее значение имеют геологическое строение, интенсивность дополнительного питания подземных вод и дренированность территории, характеризующая скорость и объем оттока гравитационных вод.

Главными факторами, обуславливающими дренированность той или иной территории, являются уклон дневной поверхности и расчлененность рельефа. В соответствии с критериями, характеризующими степень дренированности территории, для составления карты дренированности нами проводились подготовительные картографические построения, включающие карты эрозионного расчленения рельефа, плотности эрозионной сети и уклонов дневной поверхности рельефа. Непосредственно для построения карты дренированности территории использовались последние две из них.

Карта плотности эрозионной сети составлена с использованием модуля “hydrology”. Карта уклонов дневной поверхности составлена с использованием модуля “spatial analyst”.

За дренированность территории, отраженную на результирующей карте, принято произведение значений плотности эрозионной сети и уклонов дневной поверхности, выраженное в условных единицах, соответствующих предложенному ранее «коэффициенту дренированности».

Результирующая карта, карта дренированности территории, составлена с помощью функции “field calculator”. Фрагмент карты, полученный в результате этих построений показан на рисунке.

Показанные на карте и отраженные в легенде к ней элементы соответствуют четырём группам дренированности: недренируемые, слабо дренируемые, умеренно дренируемые, хорошо дренируемые.

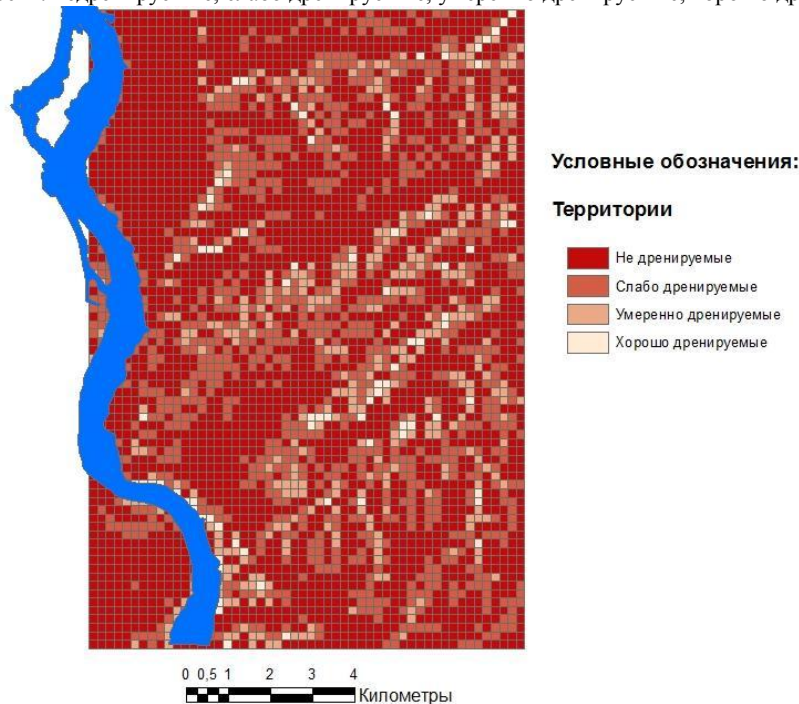


Рис. Карта-схема дренированности территории г.Томска

Конфигурация полученных полей, соответствующих этой градации, хорошо коррелируется с конфигурацией потенциально подтопляемых территорий, показанных на ранее составленных в бумажном варианте картах, что свидетельствует о принципиальной правильности выбранных подходов к оценке дренированности.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Ш. АЛЕКСИЕВСКАЯ, РАСЧЕТ ВОДОПониЖЕНИЯ Д.В. Пургина

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Необходимость проведения водопонижения на участке ш. Алексиевская вызвана сложными гидрогеологическими условиями отработки верхних угольных пластов – Красногорского и Красноорловского.

В 2012-2014 гг намечается отработка лав 102 и 103 по пласту Красногорскому. В связи с этим, технический совет ЗАО МПО «Кузбасс» постановил о составлении проекта на проведение локального водопонижения для отработки лав.

Для расчета водопонижения были проанализированы данные по обводненности пород, полученные при разведке месторождения; при проведении мониторинга геологической среды как по шахте «Алексиевской», так и углеразреза «Моховский».

По результатам анализа гидрогеологической ситуации на шахтном поле было отмечено:

1. Преимущественно водообильными являются мощные слои песчаников, расположенные над пластами Красноорловским и Красногорским в верхней трещиноватой зоне до глубины 135-150 и до 190 м.

2. Фильтрационные характеристики пород в районе исследуемых лав изменяются в широких пределах (коэффициент водопроводимости от 14,4 до 161 м²/сут.).

3. В основном, водовмещающая толща изучена в долине р. Мереть (её правобережная часть). Водораздельная площадь исследована недостаточно, что приводит к определённой сложности при подборе гидрогеологических параметров для расчета схемы водопонижения. В расчете использовался средний коэффициент водопроводимости, полученный по результатам опытных работ по трём скважинам. Недостаточно данных: на какой глубине прослеживается уровень подземных вод. В связи с этим, первоочередные работы будут заключаться в проведении опытно-фильтрационных работ в гидрогеологическом кусте скважин. По результатам

откачки будут рассчитаны параметры фильтрации, пьезопроводности, уточнены общие закономерности обводненности месторождения, будет определена величина фильтрационного сопротивления.

В пределах шахтного поля и прилегающего к нему участка, согласно материалам региональных съёмочных гидрогеологических работ и геологоразведочных работ, распространён локально обводнённый водоносный комплекс четвертичных отложений и водоносная зона верхнепермских угленосно-терригенных пород кольчугинской серии.

Подземные воды верхнепермских отложений приурочены к верхней выветрелой зоне трещиноватых пород, распространённой, главным образом до глубины 135-150 м. Водовмещающие породы представлены переслаивающейся толщей алевролитов, песчаников, аргиллитов, углей.

Геофизическими исследованиями выделено от 3 до 8 водоносных зон, разделённых слабо трещиноватыми породами. Глубина залегания первых от поверхности земли водоносных зон составляет около 35-45 м в долинах рек и до 70-76 м на водоразделах, мощность каждой зоны в среднем 8-10 м суммарная 20-50 м. Ввиду отсутствия в разрезе выдержанных водоупоров водоносные зоны гидравлически связаны между собой.

По характеру циркуляции подземные воды трещинно-пластовые.

Уровни подземных вод на водоразделах и склонах устанавливались на период разведки (ненарушенные условия) на глубинах 27-40 м, в долинах рек и логах на глубинах 2,6-15 м. Пьезометрическая поверхность в общих чертах повторяла рельеф местности.

Водообильность пород неоднородна как в плане, так и в разрезе и зависит от литологического состава водовмещающих пород, степени их трещиноватости и гипсометрии залегания. Наибольшую обводнённость имеют песчаники в зоне выветривания и тектонических нарушений. Прочие литологические разности пород менее водообильны, а слои аргиллитов иногда практически водоупорны.

Водопроницаемость пород описываемого водоносного комплекса составляет 14-130 м²/сутки, увеличиваясь на локальных участках до 230-556 м²/сутки и 1230 м²/сутки (область тектонического нарушения), что для условий Кузбасса позволяет расценивать эти отложения как высоко обводнённые. Средний коэффициент урвннепрводности определен и равен $5 \cdot 10^4$ м²/сут.

С глубиной резко снижаются параметры, характеризующие степень обводнённости пород. На глубинах свыше 150 м коэффициенты фильтрации не превышают значений 0,002-0,08, редко достигая 0,5 м/сут; водопроницаемость 0,1 -1,8 реже 8 м²/сут. Хотя, при горных работах отмечены случаи достаточно высокого водопритока из песчаников, прослеживающихся на глубинах 170-250 м.

Обводнённость пород в зонах разрывных нарушений, типа открытых взбросов высокая. Удельные дебиты скважин достигают значений 2,06 и 5,74 л/с; коэффициент водопроницаемости до 300 м²/сут., коэффициент фильтрации изменяется от 0,02-0,3 до 3,36 м/сутки.

Питание подземных вод местное инфильтрационное за счёт атмосферных осадков.

Разгрузка при естественных условиях на площади распространения идёт в местную гидрографическую сеть. Естественный поток направлен от водораздельной части к р. Мереть, к р. Еловка.

Плановая структура потока деформируется искусственными дренами - горными работами шахт и разрезов.

Общие водопритоки в шахту «Алексиевскую» по 3-4 отработываемым пластам составляли от 183 до 622 м³/час.

В весенний период водопритоки кратковременно увеличиваются в 1,5-2 раза.

Граничные условия фильтрации водоносного комплекса довольно сложные и определяются положением его относительно искусственных дренажных сооружений шахт и разрезов.

За последние годы, за счёт горных работ разреза «Моховский» гидрогеологическая ситуация в корне изменилась. Если раньше, естественная поверхность шахтного поля шахты и участка «Благодатного» представляла собой водораздельное пространство и водовмещающая толща характеризовалась как слабообводнённая (км-14-15 м²/сут), часть отработанных площадей Моховского разреза представляют рытвины, траншеи, канавы на поверхности, которые являются «ёмкостями» для сбора как подземных вод, так и атмосферных осадков, за счёт которых осуществляется прямое дополнительное питание подземных вод. Таким из искусственно созданных объектов стал водоём с объёмом воды в количестве 123000 м³, расположенный в 100 м от лавы 101-2.

В августе месяце 2011 г. при проходке лавы 101-2 по пласту Красногорскому наблюдалось резкое увеличение водопритока со стороны монтажной камеры. Уровень затопления в выработке по прошествии первых суток поднялся с отметки +98,8 до +103,1 м (абс). Водоприток достиг 380 м³/час. В настоящее время величина водопритока в лаву составляет 170-230 м³/час.

Ещё одним из осложняющих гидрогеологическую обстановку фактором являются взрывные работы, проводимые Моховским углеразрезом, разрушающе действующие на породы, как на песчаники, так и на уголь, образуя в них новые водопроницающие трещины. За счёт ослабления пород водопроницаемость повысилась.

Конкретно, по отработке пластов Красногорского и Красноорловского: каждый из них содержит в кровле мощную песчаную толщу пород, достигающую 25-40 м, которая в зоне активного водообмена является хорошим коллектором для подземных вод. Непосредственная кровля, представленная алевролитом чаще всего маломощная (до 3-4 м) и при отработке пластов чаще всего обрушается, вскрывая обводнённый песчаник.

Отработка угля разрезом Моховским с образованием нарушенного рельефа, формированием бессточных мульд неизбежно будет приводить к увеличению инфильтрационного питания и увеличению водопритоков при отработке угольных пластов.

Таблица 1

Результаты опытно-фильтрационных работ

№п.п	№ скв.	Разведоч. линия	Глуб. скв.,м	Стат.уров.,м	Понижение, м	Дебит, л/сек	Уд. дебит л/сек	Кoeff. водопр м ² /сут	Дата опроб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	11842	10	160				2,52**	296	
2	9660	- « -	180		6,4*	1,85*	0,28*	30	
3	11839	- « -					1,13**	-	
4	11807	- « -	116					156	
5	11812	- « -						16,6	
6	2614	10-11	164	+2,37			3,09	370	26.01.55
7	2608	- « -						213	
8	20293	- « -	132				1,09**	15,7	
9	20737	VII	303		1,85*	4,0*	2,1*	1265	
10	20324	VI	132				1,58**	266	
11	10886	12						589	
12	20849*	Красногор.					0,16**	14,4"	
13	2646**	- « -					2,25**	270	
14	4146**	II					2,0**	240	
15	10067*	- « -						14,4"	
16	4079**	III Пром.	110	27,0			1,89	161"	23.05.56
17	4034	- « -					1,83**	220	
18	2791	13	78	2,14			3,08	372	18.09.56
19	2780*	- « -						133"	
20	2756	- « -					1,66**	199	
21	297д	гидроотвл	100	43,12	15,32	2,0	0,13	230	2008г
								253,6	
	Km _{ред.}							80"	

* – отмечены значения коэффициента водопроницаемости, взятые в подсчет среднего значения.

Расчет водопонижения выполняется с учетом следующих позиций:

продолжительности осушения, определяемой от начала откачки из первой скважины до запуска лавы №103 в эксплуатацию, 1 год 4 месяца;

необходимостью осушить верхнюю толщу пород до глубины 120 м;

проектируемой схемы расположения дренажной системы и оптимальной глубины скважин;

принимаемых в расчет обоснованных фильтрационных параметров и закономерности обводнения месторождения;

необходимостью создания условий для стабильной без простоев работы системы осушения.

Дренажная система скважин в ограниченных водоносных горизонтах, состоящих из скважин, действующих с постоянным суммарным расходом, рассчитывается по методу обобщенных систем.

Учитывая граничные условия фильтрации, расчет произведем по формуле для водоносного горизонта с использованием аналитической зависимости удельного расхода при проходке одного метра горной выработки:

$$Q = g \cdot B \quad Q = 2,48 \cdot 2400 = 5952 \text{ м}^3/\text{сут} = 248 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$g = km \cdot S_0 / L \quad g = 55 \cdot 70 / 1554 = 2,48 \text{ м/сут}$$

$$L = r_0 + 2 \cdot S \cdot \sqrt{km} \quad L = 812 + 2 \cdot 50 \cdot \sqrt{55} = 1554 \text{ м}$$

$$r_0 = \dot{\eta} \cdot (L + v) / 4 \quad r_0 = 1,12 \cdot (2400 + 500) / 4 = 812 \text{ м}$$

С учетом ошибки определения параметров водоносного комплекса в 20% эта величина увеличивается до 298 м³/час. При средней производительности одной скважины 25-30 м³/час количество водопонижающих скважин должно составлять 10-12 шт.

Произведем расчет понижения уровня подземных вод, который должны получить при предлагаемом количестве водопонижающих скважин.

Расчет понижений уровня воды в водопонижающих скважин произведем по схеме учета дополнительных срезов понижений уровней в группе произвольно расположенных взаимодействующих скважин по формуле:

$$S_{вз.м} = Q_1/4 \cdot \pi \cdot km \cdot \ln(2,25at_1/r_1^2) + Q_2/4 \cdot \pi \cdot km \cdot \ln(2,25at_2/r_2^2) + \dots + Q_i/4 \cdot \pi \cdot km \cdot \ln(2,25at_i/r_i^2),$$

Расчет понижения уровня в каждой скважине приведен в таблице 2.

При работе взаимодействующих водопонижающих скважин наибольшее снижение уровня подземных вод происходит в самих скважинах, с увеличением расстояния от скважины величина снижения уровня уменьшается.

При достижении понижения уровня подземных вод на величину 62-81м сдrenированы будут как упругие, так и ёмкостные запасы подземных вод обводненных песчаников, что имеет немаловажное значение при осушении толщи пород.

**Таблица 2
Расчет понижения уровня подземных вод при работе взаимодействующих водопонижающих скважин**

№ скв	Расчетные параметры	Номера эксплуатационных скважин												
		1ц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1*	2*	S
1ц	r_i	0,1	480	880	128	168	208	248	248	229	224	370	116	
	t	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
	Q, м ³ /сут	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	
	Q/(4 π km)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	
	$\ln(2,25at/r^2)$	22,41	5,46	4,24	3,49	2,9	2,5	2,2	2,2	2,3	2,4	6,0	3,7	
	S_i	23,4	5,7	4,4	3,6	3,1	2,6	2,3	2,3	2,4	2,5	6,2	3,8	62,2
1	r_i	475	0,1	399	800	120	160	200	201	181	178	790	705	
	t	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
	Q, м ³ /сут	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	
	Q/(4 π km)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	
	$\ln(2,25at/r^2)$	5,48	22,41	5,83	4,43	3,62	3,04	2,60	2,59	2,79	2,83	4,46	4,69	
	S_i	5,7	23,3	6,1	4,6	3,8	3,2	2,7	2,7	2,9	2,9	4,6	4,9	67,4

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА ОВРАГОВ В МИКРОРАЙОНЕ КАШТАК Г.ТОМСКА

К.С. Рипенко

Научный руководитель старший преподаватель А.В.Леонова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все более активными темпами ведется застройка территорий, в том числе и территорий с неблагоприятными инженерно-геологическими условиями, на которых развиваются, или могут развиваться неблагоприятные геологические процессы и явления. На территории микрорайона Каштак, города Томска, таким неблагоприятным процессом является оврагообразование. В связи с этим на первый план выходит прогноз возможности развития процессов оврагообразования, который невозможно сделать без грамотного изучения инженерно-геологических особенностей территорий (рис. 1) и учета всех факторов, влияющих на активизацию развития оврагообразования [3].

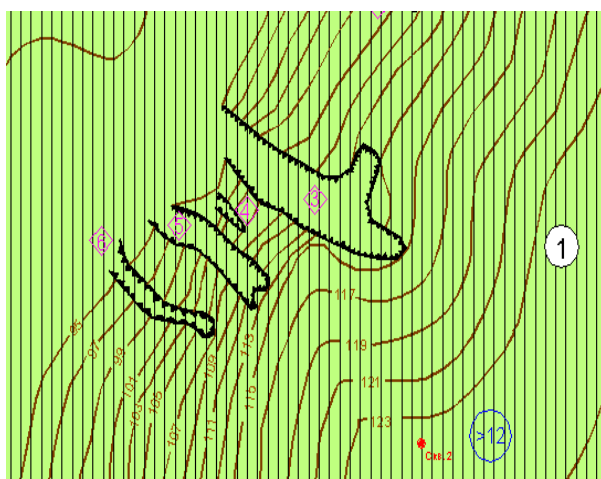
Поскольку овраги не только изменяют форму рельефа, но и наносят непоправимый вред отраслям экономики и жизнедеятельности человека, необходимо уделять большое внимание их изучению, учету их распространения и возможности образования при планировании размещения различных видов строительства.

Овраги на территории города в микрорайоне Каштак – отмечаются в борте третьей надпойменной террасы (рис. 1). Овраги образовались в результате перераспределения поверхностного и подземного стоков, обусловивших линейную эрозию. Большинство оврагов находится в активной стадии развития. Они имеют крутые склоны и глубину от 10 до 20–22 м. В настоящее время многие из оврагов засыпаны или продолжают засыпаться. Верхняя часть геологического разреза микрорайона Каштак сложена лёссовыми породами. Развитие таких пород свидетельствует о возможном развитии просадочных свойств у грунтов, и как следствие – просадке зданий и сооружений на прилегающих территориях. Развитие этих процессов осложняет проектирование и строительство зданий и сооружений на изученной территории [1,3].

В настоящее время развитие старых и образование новых оврагов на территории микрорайона Каштак не прекратилось, а, наоборот лишь усилилось.

Для планирования и проектирования защитных мероприятий в настоящее время, автор предлагает провести ряд работ для изучения оврагов:

- необходимо изучить физико-механические свойства грунтов;
- нужно запланировать пешие маршруты, для изучения природных и антропогенных условий оврагообразования, оценки их влияния на окрестные территории и жилые сооружения;
- нужно провести плановую съемку вершин, а для коротких оврагов – составить плановые очертания по всей длине;
- провести тщательную организацию поверхностного стока;
- организовать стационарные наблюдения, 2 раза в год проводить фиксацию линейного и площадного прироста оврагов, увеличения их в глубину, изменения процессов, протекающих на склонах и днищах;
- организовать режимные наблюдения за условиями разгрузки подземных вод, за их уровнем и химическим составом.



Условные обозначения к рис. 1

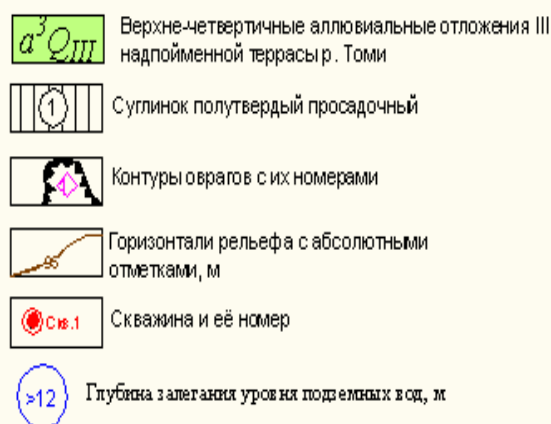


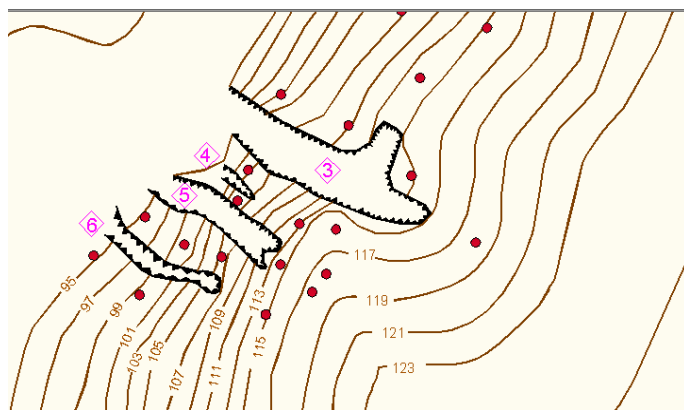
Рис.1. Карта инженерно-геологических условий

Кроме того, существует ряд мероприятий, проводимых непосредственно в оврагах для прекращения их роста и предупреждения нового оврагообразования, вдоль бровки балок и лощин, на нижних наиболее крутых частях склонов балок и речных долин для защиты их от разрушения.

Одним из видов контроля линейного прироста оврагов является мониторинг, осуществляемый посредством системы реперов (рис. 2), которые позволят отследить линейный прирост оврагов в ширину и длину. Мониторинг – процесс наблюдения и регистрации данных о каком-либо объекте на неразрывно примыкающих друг к другу интервалах времени, в течение которых значения данных существенно не изменяются [4].

Полевые исследования являются самым надежным методом определения скорости роста оврагов, которые характеризуют интенсивность их развития и являются важнейшим показателем при прогнозировании развития процессов овражной эрозии и проектировании противоэрозионных мероприятий.

На поверхности склона в 5-10 м от привершинного уступа устанавливаются постоянные репера. Прирост оврагов в длину измеряется два раза в год: весной, после прохождения стока талых вод, и осенью, после окончания ливневого периода [5].



Условные обозначения к рис. 2:

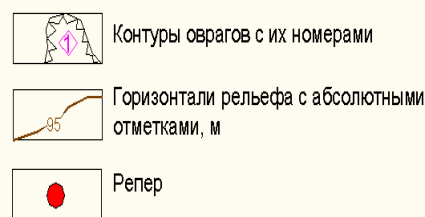


Рис.2. Схема размещения реперов на территории микрорайона Каиштак

Для определения роста оврага в ширину репера устанавливаются в 2-3 м от бровок, расстояние между реперами 5-10 м. Замеры проводятся также как и при наблюдениях за приростом оврага в длину весной и осенью.

Рост оврага в глубину оценивается путем периодического нивелирования. Для этого в тальвеге устанавливаются постоянные пикеты.

Прирост оврага по объему рассчитывается путем замера поперечников и расстояний между ними или учета объема грунта, вынесенного из оврага за тот или иной период [4].

Реперы должны размещаться:

- в стороне от проездов, подземных коммуникаций, складских и других территорий, где возможно разрушение или изменение положения репера;
- вне зоны распространения давления от здания или сооружения;

- вне пределов влияния осадочных явлений, оползневых склонов, нестабилизированных насыпей, торфяных болот, подземных выработок, карстовых образований и других неблагоприятных инженерно-геологических и гидрогеологических условий;
- на расстоянии от здания (сооружения) не менее тройной толщины слоя просадочного грунта;
- на расстоянии, исключающем влияние вибрации от транспортных средств, машин, механизмов;
- в местах, где в течение всего периода наблюдений возможен беспрепятственный и удобный подход к реперам для установки геодезических инструментов.

Конкретное расположение и конструкцию реперов должна определять организация, выполняющая измерения, по согласованию с проектной, строительной или эксплуатирующей организацией [5].

В заключении можно сделать вывод, что предложенные мероприятия на территории микрорайона Каштак города Томска позволят обеспечить систему мониторинга на изучаемой территории. Анализ результатов мониторинговых наблюдений обеспечит выбор и обоснование инженерных мероприятий по защите территории Каштака от развития процессов оврагообразования и улучшит условия для хозяйственного освоения неблагоприятных участков на территории города Томска.

Литература

1. Бондарик Г.К. Инженерная геодинамика: Учебник / Бондарик Г.К., Пендин В.В., Ярг Л.А. – М.: Книжный дом «Университет», 2007. – 440с.
2. Лёссовые породы СССР. Том II. Региональные особенности. / Под ред. Сергеева Е.М., В.С. Быковой, Н.Н. Комиссаровой. М.: Недра, – 1986. – 276с.
3. Осинцева Н.В. Природные условия развития овражной эрозии на территории г. Томска. – Томск: ТПУ, 2001.– 176 с.
4. Рожков А.Г. Борьба с оврагами.– М.: Колос.—1981.—190 с.
5. www.standartov.ru

ПРОБЛЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА КРУПНЫХ ЖИЛЫХ КОМПЛЕКСОВ (НА ПРИМЕРЕ Г. ВОРОНЕЖА)

С.В. Рудчик

Научный руководитель доцент Ю.М.Зинюков

Воронежский государственный университет, г. Воронеж, Россия

В настоящее время в крупных городских агломерациях наметилась тенденция массового строительства зданий и сооружений в условиях их компактного расположения, когда новые объекты возводятся в непосредственной близости от уже существующих. При этом нередко возникают проблемы, связанные с дополнительными осадками зданий за счет возрастания дополнительных механических напряжений в грунтовых толщах. Осадки часто носят неравномерный характер, что приводит к разрушению строительных материалов зданий и к трещинообразованию в стенах.

Комплексная застройка различных по размерам и инфраструктуре зданий и сооружений наблюдается не только в крупных мегаполисах, таких как Москва и Санкт-Петербург, но и на территории большинства областных центров.

Участок проектируемого строительства расположен в г. Воронеже, между ул. Ипподромной, пер. Здоровья и ул. Транспортной.

Проектируемый комплекс сооружений представляет шесть 17-ти этажных жилых групп из сблокированных секций, от одной до шести секций каждая. Размер одной секции в плане 26,5*18,0 м. Фундамент – монолитная фундаментная плита, глубина заложения технического подполья 2,6-3,0 м. Предполагаемая глубина заложения фундамента ~ 3 м, нагрузка на грунты 2,5-3,0 кг/см². Наличие динамических нагрузок и мокрых технологических процессов не предусматривается. Уровень ответственности – II.

Для решения задач изысканий были выполнены буровые, геофизические, полевые опытные, лабораторные и камеральные работы.

В геоморфологическом отношении территория находится на водоразделе рек Дона и Воронеж. Поверхность изрыта, абсолютные отметки поверхности изменяются от 140,40 до 147,70 м.

Геологическое строение участка характеризуется развитием нижнеоплестоценовых флювиогляциальных песчано-глинистых отложений, залегающих на образованиях неогена.

Литолого-стратиграфический разрез участка до глубины 23 м имеет следующий вид.

Техногенные образования (*tH*). (ИГЭ 1)

1. Насыпные грунты – суглинки серые, битый кирпич, строительный мусор. Мощность 0,8-2,9 м.

Нижнеоплестоценовые образования (*Q I*).

Флювиогляциальные отложения Донской свиты (*f I ds*).

2. Суглинки коричневые, твердые, с линзами песка до 1см. Мощность 0,6-2,9 м. (ИГЭ 2)

3. Пески желтые, коричневатожелтые, средней крупности, средней плотности, малой степени водонасыщения, с линзами суглинка до 3-4 см. Мощность 0,5-7,8 м. (ИГЭ 3)

4. Супеси буровато-коричневые, твердые. Мощность 0,6-3,9 м. (ИГЭ 4)

5. Пески серовато-желтые, коричневатно-желтые, средней крупности, плотные, малой степени водонасыщенности, местами с линзами суглинка до 3-4 см. Максимальная вскрытая мощность достигает 15 м. (ИГЭ5)

6. Суглинки серовато-коричневые, полутвердые, с линзами песка до 2 см. Мощность 0,7-8,2 м. (ИГЭ 6)

7. Суглинки серовато-коричневые, тугопластичные, с линзами песка до 2 см. Мощность 0,4-3,8 м. (ИГЭ7)

Подземные воды на период изысканий не вскрыты.

В пределах участка проектируемого строительства повсеместно с поверхности залегают техногенные образования (ИГЭ 1), мощностью 0,8-2,9 м.

В период весеннего снеготаяния, интенсивного выпадения осадков, а также при утечке воды из коммуникаций в песках ИГЭ 3 возможно образование верховодки над суглинками ИГЭ 6 и 7 залегающими на глубине 3,7-9,7 м.

На участке возможного образования техногенной верховодки прогнозируется изменение свойств грунтов. Увеличение влажности приводит к ухудшению деформационных и прочностных характеристик грунтов. В связи с тем, что утечки, как правило, распространяются по площади неодинаково, изменчивость физико-механических свойств грунтовой толщи может характеризоваться крайней неоднородностью. Что нежелательно для любого грунтового основания.

В связи с вышеизложенным, рекомендуется проводить работы по оценке состояния сооружений проектируемого жилого квартала на предмет выявления возможных осадок грунтовой толщи (провалы земной поверхности, трещины в стенах сооружения и др.). При современном контроле можно ожидать нормальную эксплуатацию инженерных сооружений.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРЕЗА ЮЖНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Е.В. Сарычева

Научный руководитель доцент Д.А. Новиков

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

Территория Сибирской платформы и ее обрамления в настоящее время служит важным объектом для поисков и разведки залежей углеводородного сырья. Первые публикации, посвященные гидрогеологическим особенностям Сибирской платформы и ее западной части принадлежат А.С. Андиферову, М.Б. Букаты, В.И. Вожову, А.А. Дзюбе, Е.В. Пиннекеру и другим. Гидрогеологическая стратификация – это основа для изучения региона, т.к. напрямую связана с эффективностью использования недр, разработкой месторождений углеводородов и промышленных вод. Основными единицами гидрогеологической стратификации по мере укрупнения изучаемых гидрогеологических объектов являются: горизонт, комплекс.

Южно-Тунгусская нефтегазоносная область (ЮТ НГО) расположена на территории Красноярского края и согласно нефтегазогеологическому районированию относится к западной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В геологическом строении НГО принимают участие терригенно-карбонатные породы рифея, нижнего и среднего палеозоя мощностью до 6 км. Этаж нефтегазоносности включает образования рифея – венда и кембрия. Первые притоки нефти и газа были получены из галогенно-карбонатных отложений нижнего и нижнего - среднего кембрия на Моктаконской, Нижнетунгусской, Таначинской и Усть-Дельтулинской площадях [1].

Территория исследований в гидрогеологическом отношении охватывает южную часть Тунгусского и западную часть Ангаро-Ленского сложных артезианских бассейнов. Гидрогеологическое расчленение осадочного чехла ЮТ НГО затруднено ввиду фациально-литологической изменчивости отложений. Выделяются две основные фациальные области с соленосным терригенно-карбонатным разрезом, составляющим большую часть осадочного выполнения пород нижнего кембрия, и с преимущественно бессолевом терригенно-карбонатным его типом. Опираясь на принятую гидрогеологическую стратификацию Сибирской платформы, в разрезе обособлено три гидрогеологические формации: подсолевая, соленосная и надсолевая, которые, в свою очередь, делятся на 13 водоносных комплексов. В соответствии с гидрогеологической стратификацией ЮТ НГО выделяются следующие водоносные комплексы (сверху вниз): 1) палеоген-четвертичный, 2) верхнепалеозойско-триасовый, 3) среднепалеозойский, 4) ордовикский, 5) надсолевой, 6) ангарско-литвинцевский, 7) булайский, 8) бельский, 9) усольский, 10) карбонатный, 11) терригенно-сульфатно-карбонатный, 12) терригенный и 13) рифейский [2]. Особенности геологического строения и истории развития определили исключительно широкое распределение в пределах западной части Сибирской платформы подземных вод высокой минерализации, в т. ч. слабых, крепких, весьма крепких и сверхкрепких рассолов.

Особую роль в формировании гидрогеологического строения играет уникальная насыщенность геологического разреза интрузивными телами (до 50% мощности разреза). Практически во всех пробуренных скважинах зоны контактов с трапповыми телами проявляли себя при разбуривании (особенно в верхней части осадочного разреза) высокодебитными поглощениями промывочной жидкости (вплоть до катастрофических) или, очень редко, самоизливами подземных вод. Тела самих траппов часто разделяют толщи с различающимися пластовыми давлениями, то есть являются водоупорами. Выявление характера насыщения таких зон, остающегося пока совершенно не изученным, даже при заведомом отсутствии нефти и газа, имеет для оценки перспектив нефтегазоносности принципиальное значение, поскольку в случае их заполнения газонасыщенными

метаморфизованными рассолами, обогащенными водорастворенными органическим веществом, они должны стать одним из первоочередных объектов поиска месторождений промышленных рассолов и залежей углеводородов [2].

Все это во многом определило геологию и геохимию подземных вод. Ниже охарактеризуем гидрогеологические условия основных водоносных комплексов и их особенности.

Палеоген-неоген-четвертичный комплекс представлен элювиально-аллювиальными отложениями небольшой мощности (не более 5-10 м). Воды здесь безнапорные, пресные (минерализация 0,2-0,6 г/дм³) гидрокарбонатные со смешанным катионным составом, холодные (температура 0-4 °С) [4].

Верхнепалеозойско-триасовый водоносный комплекс надсолевой формации, включающий карбонатные и терригенные угленосные отложения каменноугольного и пермского возраста, а также вулканогенно-осадочную толщу триаса, находится в зоне активного водообмена. Здесь содержатся преимущественно пресные воды, хорошего качества, с минерализацией 0,1-0,35 г/дм³. Покрышкой для комплекса наряду с многолетнемерзлыми породами служат туфогенные отложения триаса и лавовые покровы. Поглощение промывочной жидкости с дебитом до 40 м³/ч отмечены в процессе бурения большинства скважин рассматриваемого района.

Среднепалеозойский водоносный комплекс, представленный терригенными и сульфатно-карбонатными отложениями силура и девона. При неглубоком залегании пород они характеризуются сравнительно высокой водообильностью. Самоизлив подземных вод на скважинах с дебитом до 400-600 м³/сут наблюдался при вскрытии пород на глубинах от 3 до 85 м в бассейнах рек Кочумдек, Сухая Бахта и Делинда. По химическому составу рассолы изучены в скв. 1 Верхненимдинской и скв. 1 Нижнетунгусской площадей относятся к хлоридному кальциево-натриевому типу при величине общей минерализации 234,3-255,5 г/дм³ [4].

Региональным распространением и наибольшей водообильностью в *ордовикском комплексе* выделяется поровый водоносный горизонт байкитских песчаников. Практически повсеместно вскрытие этого горизонта скважинами сопровождается водопрооявлениями различной интенсивности, достигающими десятков и первых сотен м³/сут. Минерализация хлоридных кальциево-натриевых и натриево-кальциевых рассолов составляет от 280,0 до 363,9 г/дм³ (скв. 1 Анакитская, скв. 2 Вакунайская, скв. 1 Ирбуклинская и скв. 1 Нижнетунгусская).

Рассолы *надсолевого комплекса* изучены в скв. 1 Анакитской, скв. 1 Бахтинской, скв. 2 Вакунайской, скв. 1 Верхненимдинской, скв. 2 Нижнетунгусской и скв. 2 и 5 Таначинской площадей. По составу доминируют рассолы хлоридного кальциевого-натриевого состава с величиной общей минерализации от 162,8 до 422,0 г/дм³ (скв. 2 Вакунайская). Из преимущественно водоупорных отложений среднего-верхнего кембрия получены устойчиво невысокие притоки рассолов, связанные не столько с их первичной динамической пористостью, являющейся очень низкой, сколько с резким возрастанием на этих площадях проницаемости глубоководных карбонатных пород вблизи пластовых интрузий траппов [4].

Средняя (соленосная) формация, включающая карбонатно-галогенные образования соответствующих свит, от подсолевой и надсолевой формаций изолирована пластами солей, обусловившими ее гидрогеохимические отличия. В составе формации выделяется до 5-6 горизонтов, представленных трещинно-поровыми и порово-каверновыми коллекторами [3]. Горизонты проявляют себя низкодебитными поглощениями промывочной жидкости и притоками крепких рассолов при испытании глубоких скважин на большинстве разбуренных площадей. В химическом плане в комплексе доминируют рассолы хлоридного кальциево-натриевого состава с величиной общей минерализации от 166,0 до 404,4 г/дм³ [2].

Подсолевая гидрогеологическая формация залегает непосредственно на фундаменте и включает отложения рифея, венда, нижнего кембрия. Есть основания полагать, что в приконтактной зоне рифейских и венд-кембрийских отложений локализован палеокарстовый резервуар [3]. Вместе с этим распределение пластовых давлений так же дает право на существование гипотезы о разнопластовом типе водоносных зон в резервуаре [2]. Практически повсеместно в подсолевой формации содержатся в различной степени метаморфизованные крепкие, реже весьма крепкие, хлоридные кальциево-натриевые и натриево-кальциевые рассолы.

Первый венд-нижнекембрийский комплекс подсолевой формации – *карбонатный* – изолирован от нижележащих горизонтов сульфатно-карбонатными и глинистыми породами, а верхним водоупором являются подосинские соли. Притоки из пород комплекса не получены. Исключение составляет Тэтэринская площадь, где вскрытие тэтэрской свиты сопровождалось самоизливом весьма крепкого рассола. Отложения карбонатного гидрогеологического комплекса были опробованы в скв. 212 Холминской площади, где был получен рассол хлоридного кальциево-натриевого состава с величиной общей минерализации 355,9 г/дм³ [2].

Слабопроницаемый *терригенно-сульфатно-карбонатный комплекс* объединяет трещинно-поровые горизонты доломитов и глинистых доломитов венда. От вышележащих горизонтов отделяется преимущественно водоупорными аргиллитами, глинистыми и сульфатными доломитами верхней части разреза.

Трещинно-поровый *терригенного комплекса* вендского возраста включает преимущественно карбонатно-терригенные отложения. Обособление терригенного резервуара от рифейского обусловлено резкими различиями условий залегания, типа и литологии коллекторских горизонтов, а следовательно, различием условий фильтрации, геохимии вмещаемых вод и строения возможных месторождений промышленных рассолов и залежей углеводородов в этих комплексах.

Рифейский комплекс включает в себя несколько порово-трещинных горизонтов, пока еще недостаточно изученных для уверенного сопоставления между собой и выявления их гидродинамической взаимосвязи. На отдельных площадях рассматриваемой территории получены притоки рассолов из верхней части рифея с дебитом в десятки и первые сотни м³/сут [2].

Таким образом, ЮТ НГО представляет собой сложную гидрогеологическую структуру с достаточно сложным характером распределения подземных вод по площади и разрезу. В настоящее время подавляющая часть горизонтов этой территории остается практически не изученной из-за некачественного вскрытия и опробования. Многие из них являются перспективными на нефть и газ и должны в ближайшее время стать предметом более тщательного исследования как в процессе поисково-разведочных работ, так и в ходе эксплуатационного бурения.

Литература

1. Битнер А.К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть – конденсат – газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазоносной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2010. – 113с.
2. Букаты М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) // Геология и геофизика, – 2009. т. 50, № 11. – С. 1201-1217.
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин., И.П. Варламов и др. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недр, 1981. 552 с.
4. Построить региональную модель геологического строения, сформировать концепцию развития нефтяной и газовой промышленности и программу первоочередных работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на юго-западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Красноярский край, включая юг Эвенкийского АО). / А.А. Конторович, В.Б. Леонтович, А.В. Хоменко (отв. исп.). Новосибирск, 2002. К. 1, т. 2.: Место хранения – Новосибирск: фонды ИНГГ СО РАН.

КРИОГЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ТАЕЖНОЕ» (РЕСПУБЛИКА САХА)

М.М. Семенова

Научный руководитель доцент В.В. Крамаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные темпы хозяйственного освоения районов, расположенных в области многолетней мерзлоты, диктуют необходимость ее всестороннего и глубокого изучения – температурного режима, состава и свойств мерзлых пород, – на основе которого могут быть выданы научно-практические рекомендации по рациональному использованию мерзлых пород и охране окружающей среды в криолитозоне.

Целью работы является изучение криогенных процессов для составления программы их мониторинга. В ходе работы решались следующие задачи: систематизация и анализ ранее проведенных исследований, маршрутные наблюдения для картирования проявлений криогенных процессов, составление программы мониторинга, выбор участков.

Объект проектируемых геологоразведочных работ в географическом отношении расположен на территории Южной Якутии в пределах Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Железорудное месторождение «Таежное» находится в 150 км к северу от г. Нерюнгри и в 120 км южнее г. Алдан.

Многолетнемерзлые породы (ММП) на участке Таежного железорудного месторождения имеют преимущественно прерывистое по площади и сплошное по вертикали (неслоистое) распространение. Глубина залегания верхней поверхности ММП находится в основном в пределах 0,7 – 3,0 м и определяется величиной его сезонного протаивания. Мощность ММП изменяется от первых м до 250-300 м и более при среднегодовой температуре у подошвы слоя ее годовых колебаний от 0 до -3, -4°C и ниже. Температура талых пород обычно редко превышает +2°C, оставаясь в средних значениях от +0,5 до +1,5°C. Глубина сезонного промерзания изменяется в значительных пределах – от 2 до 6-8 м. Комплекс экзогенных геологических явлений и образований, преимущественно криогенного ряда, представлен довольно широко – пучение, термокарст, криогенное выветривание, морозобойное растрескивание и полигонально-жильные образования, наледи, склоновые процессы и явления [1].

Сочетание различных факторов в определенных типах природных комплексов обуславливает значительный диапазон глубины и своеобразие динамики сезонного промерзания и протаивания, разнообразие температуры горных пород, большой спектр экзогенных геологических процессов и довольно сложный характер распространения сезонно- и многолетнемерзлых пород, динамику геокриологических условий в связи с изменением климата и техногенеза.

Инженерно-геологические исследования опасных геологических и инженерно-геологических процессов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов следует выполнять в соответствии с СП 11-105-97 (часть IV) [2].

Автором было выделено несколько участков на территории месторождения, на которых производились термометрические исследования. Анализ этих результатов позволяет прогнозировать взаимодействие сооружений с основаниями в условиях сурового климата. На карте фактического материала выделены участки распространения талых и многолетнемерзлых грунтов:

I – участок распространения вечномерзлых грунтов имеет локальное распространение по площадке, отмечается в ее юго-восточной части (скважина № 320Т).

На период изысканий грунты находились в мерзлом состоянии. Грунты при оттаивании насыщенные водой и средней степени водонасыщения.

Температура грунтов на глубине годовых нулевых амплитуд равна минус 0,3°C. Нормативная глубина сезонного оттаивания, рассчитанная по СНиП 2.02-04-88, составляет -2,5м;

II – участок распространения талых грунтов занимает значительную часть площадки изысканий.

Температура грунтов на глубине годовых нулевых амплитуд изменяется от плюс 0,2 до плюс 2,5°C. Нормативная глубина сезонного промерзания, рассчитанная по СНиП 2.02-04-88, составляет 5,2 м, на заторфованных участках -2,5м.

На период изысканий грунты слоя сезонного промерзания находились в талом состоянии, малой, средней степени водонасыщения и насыщенные водой и сезонно-мерзлом состоянии. Грунты имеют массивную, слоистую и корковую криогенные текстуры, при оттаивании глинистые грунты текучие, пластичные и твердые, крупнообломочные – малой, средней степени водонасыщения и насыщенные водой. Так как месторождение «Таежное» является экономически важным районом, необходима оценка действия криогенных процессов и проведение мониторинга территории. Состав и объемы стационарных наблюдений (локального мониторинга) определяются программой изысканий в зависимости от видов сооружений, класса их ответственности, принципа строительства и комплексов криогенных процессов, представляющих опасность для строящихся объектов и экологических условий территории [1,3,4,5,6].

Перед составлением программы мониторинга автором были определены показатели (дополнительно к показателям классификационным) согласно методикам, представленным в нормативных документах и методической литературе для прогноза развития того или иного криогенного процесса на территории месторождения. Например, для морозобойного растрескивания пород расстояние между двумя соседними вертикальными трещинами (размер полигона) определяются через показатели: G – модуль упругости при сдвиге, который можно определить как при трехосных так и при одноосных испытаниях, а также через показатели: E – модуль Юнга (модуль упругости) и μ – коэффициент Пуассона. Также необходимо определить такие показатели как E_{∞} – модули мгновенной и предельно-длительной деформации растяжения мерзлого грунта при температуре t ; R_{∞}^p – предел длительной прочности мерзлого грунта при растяжении и температуре; α_{∞} – коэффициент линейного температурного расширения мерзлого грунта при перепаде температур от -2°C до t .

Характеристиками, определяемыми для термокарста, являются: W_c – суммарная влажность мерзлого грунта, доли единицы; $W_{нз}$ – влажность мерзлого грунта за счет незамерзшей воды, доли единицы; W_c^k – конечная влажность оттаявшего и уплотненного грунта, доли единицы; при отсутствии данных можно принять $W_c^k = W_m$ (W_m – влажность грунта, расположенного между ледяными прослоями; $W_m \approx W_p + 0,03$, где W_p – влажность на границе раскатывания); ρ_w – плотность воды, кг/см³; ρ_s – плотность минеральных частиц, кг/см³.

Для процесса солифлюкции необходимыми показателями являются: η – коэффициент вязкости, который используется для расчета изменения скорости смещения по глубине движущегося слоя однородного грунта по методике В.С. Савельева; касательное напряжение – $\tau = \rho_t \cdot g \cdot H \cdot \tan \alpha$, где ρ_t – плотность грунта, g – ускорение свободного падения, крутизна склона (α) и мощность оттаявшего на данный момент слоя (H). Смещение грунта на склоне под влиянием его собственного веса происходит при условии, когда $\tau > R_t + R_d^p$, где R_t – предельное сопротивление талого грунта сдвигу; R_d^p – длительное сопротивление дернового покрова на разрыв [3].

На данном этапе были выявлены проявления криогенных процессов и их площадное распространение. Эти площадки были выбраны для дальнейшего мониторинга процессов. Составлены программы исследований их динамики. Следующим этапом работы будет определение интенсивности проявления криогенных процессов и выявление категорий опасности процессов. Показатели, используемые при оценке степени опасности природного процесса (ОПП): потенциальная площадная пораженность территории, %; объем относительно одновременных деформаций пород, тыс. м³/год; скорость развития м³/м²·час. Категория опасности процессов присваивается согласно СНиП 22-01-95. Для определения скорости развития процессов необходимо проводить мониторинг территории, на основании которого будут составлены рекомендации.

В результате решены следующие задачи: выделили участки проведения проектируемых работ, провели систематизацию и анализ ранее проеденных исследований, составили программу мониторинга криогенных процессов. Завершающим этапом нашей исследовательской деятельности будет составление научно-практических рекомендаций по использованию данной территории.

Литература

1. Научно-технический отчет об оценке современного фонового состояния геокриологических условий и ландшафтное районирование в районе лицензионных участков на Таежном, Десовском, Тарыннахском и Горкитском месторождениях железных руд в Республике Саха (Якутия). Институт мерзлотоведения им. П. И. Мельникова Сибирского отделения РАН. Якутск, 2009.
2. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов». Часть IV.
3. Ершов Э.Д. Методы геокриологических исследований: Учеб. пособие. М: 2004, 512 с.
4. СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
5. Шеко А.И. и др. Методические рекомендации по организации и ведению государственного мониторинга экзогенных геологических процессов. М: ВСЕГИНГЕО, 1997. 39 с
6. Крамаренко В.В. Грунтоведение. Учеб. пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 431с.
7. СНиП 22-01-95. Геофизика опасных природных воздействий, 1995.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ Г. ХАНТЫ-МАНСИЙСКА**Е.М. Тактуев, И.Г. Ковязин**

Научный руководитель доцент И.В. Абатурова

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Решение инженерно-геологической проблемы в рамках концепции устойчивого развития г. Ханты-Мансийска должно базироваться на прогнозировании изменений состояния приповерхностной области литосферы в связи с естественными и техногенными взаимодействиями.

Устойчивость геологической среды – это способность приповерхностной области литосферы взаимодействующей с орудиями и продуктами труда человека (геологическая среда) сохранять свое состояние, структуру и свойства в некотором диапазоне естественных и техногенных взаимодействий.

Неустойчивая геологическая среда реагирует на техногенное взаимодействие активизацией естественных геологических и нехарактерных для естественной природной обстановки территории инженерно-геологических процессов.

Наиболее приемлемым способом прогнозирования инженерно-геологических процессов в пределах городских территорий является построение картографической модели, включающей в себя набор карт районирования по степени опасности, определяющей устойчивость геологической среды по отношению к различным техногенным взаимодействиям.

Авторами создан комплект карт содержащих оценки опасности развития инженерно-геологических процессов и строительства в той или иной части города.

Карты предназначены для оптимального управления состоянием геологической среды для разработки стратегии хозяйственного развития территории. Соответственно своему целевому назначению они содержат сведения об ожидаемых состояниях приповерхностной области литосферы. Их отличительная особенность заключается в факторах и принципах оценки местности. Принципы оценки базируются на концепции предельно допустимых состояний природно-технических систем.

Согласно этой концепции состояние системы можно представить набором независимых переменных, значения которых изменяются в физическом времени (факторы – координаты системы). Эти факторы фиксируют геологический процесс в пространстве состояний системы. Помимо координат систему характеризуют факторы-инварианты, изменения которых возможны только в масштабах геологического или исторического времени. Они отражают условия развития геологического процесса, в т.ч. процесса, причиной которого являются управляющие взаимодействия (инженерно-геологический процесс).

В пространстве состояний однородной системы (квазиоднородной части неоднородной системы) выделяется область допустимых состояний (ОДС), границы которой соответствуют предельно допустимым значениям факторов – координат системы. Если траектория системы, положение которой в пространстве состояний фиксируют координаты, находится внутри ОДС, то система устойчива по отношению к взаимодействиям. Ситуация, когда фактические значения факторов-координат выходят за границу области допустимых состояний, характеризует систему как неустойчивую.

В комплект карт устойчивости вошли синтетическая карта и ряд аналитических, отражающих устойчивость природно-технической системы.

Для территории г. Ханты-Мансийска ведущими факторами, отражающими устойчивость геологической среды к техногенному воздействию являются: уклон рельефа, пораженность территории экзогенными процессами, коэффициент овражно-балочного расчленения, плотность овражной эрозии, коэффициент устойчивости к оползнеобразованию, геодинамическая устойчивость, вероятность затопления территории за период 50 лет, глубина залегания УГВ, мощность слабых грунтов, средневзвешенное значение консистенции пород.

Предложенные к оценке факторы характеризовались количественными параметрами с разными единицами измерения, с целью возможности их сравнения, полученным количественным значениям параметров на основе экспертных оценок присваивался балл. Основным методическим приемом для получения балльных оценок являлась индивидуальная экспертиза выбранных параметров, влияющих на формирование инженерно-геологических условий.

Всего при оценке было выделено от 4 до 5 категорий. Выполненная оценка позволила оценить степень опасности проявления того или иного процесса.

В качестве основы принята 12-ти балльная шкала. Все используемые факторы калибровались по ней. Присвоение баллов осуществлялось по принципу: наихудшему состоянию отвечает максимальная величина баллов. После калибровки по каждому из факторов были построены карты отражающие характер их распределения.

Предельно допустимые значения определялись для каждого фактора (табл.).

Таблица

Оценка параметров геологических факторов

Категории оценки	Предел изменения / балл					
	Уклон рельефа, град.	Коэффициент пораженности территории экзогенными геологическим и процессами, %	Коэффициент овражно-балочного расчленения, д.ед., км/км ²	Плотность овражной эрозии, шт/км ²	Вероятность затопления территории на 50 летний период, абс. отм.	Положение уровня грунтовых вод, м
Неопасная	<3 / 0	<3 / 0	<0,02 / 0	<1 / 0	26-27 и более / 2-0	>10 / 0
Малоопасная	3-7 / 2	3-10 / 4	0,02-0,20 / 2	1-4 / 2	25-26 / 4	5-10 / 1
Умеренно опасная	7-11 / 4	10-30 / 8	0,2-1,3 / 6	4-7 / 6	24-25 / 6	3-5 / 2
Опасная	11-16 / 8	>30 / 12	>1,3 / 10	>7 / 10	21-24 / 10	1-3 / 4
Кризисная	> 16 / 12	–	–	–	<21 / 12	<1 / 6

Построение интегральной карты инженерно-геологического районирования осуществлялось путем подсчета суммы баллов по средним значениям точек «сетки-грида». Всего было выделено 4 категории участков: устойчивые, относительно устойчивые, низкой устойчивости, неустойчивые (рис.). Оценка устойчивости проводилась так же методом экспертных оценок на основании логики причинно-следственных связей и метода аналогий.

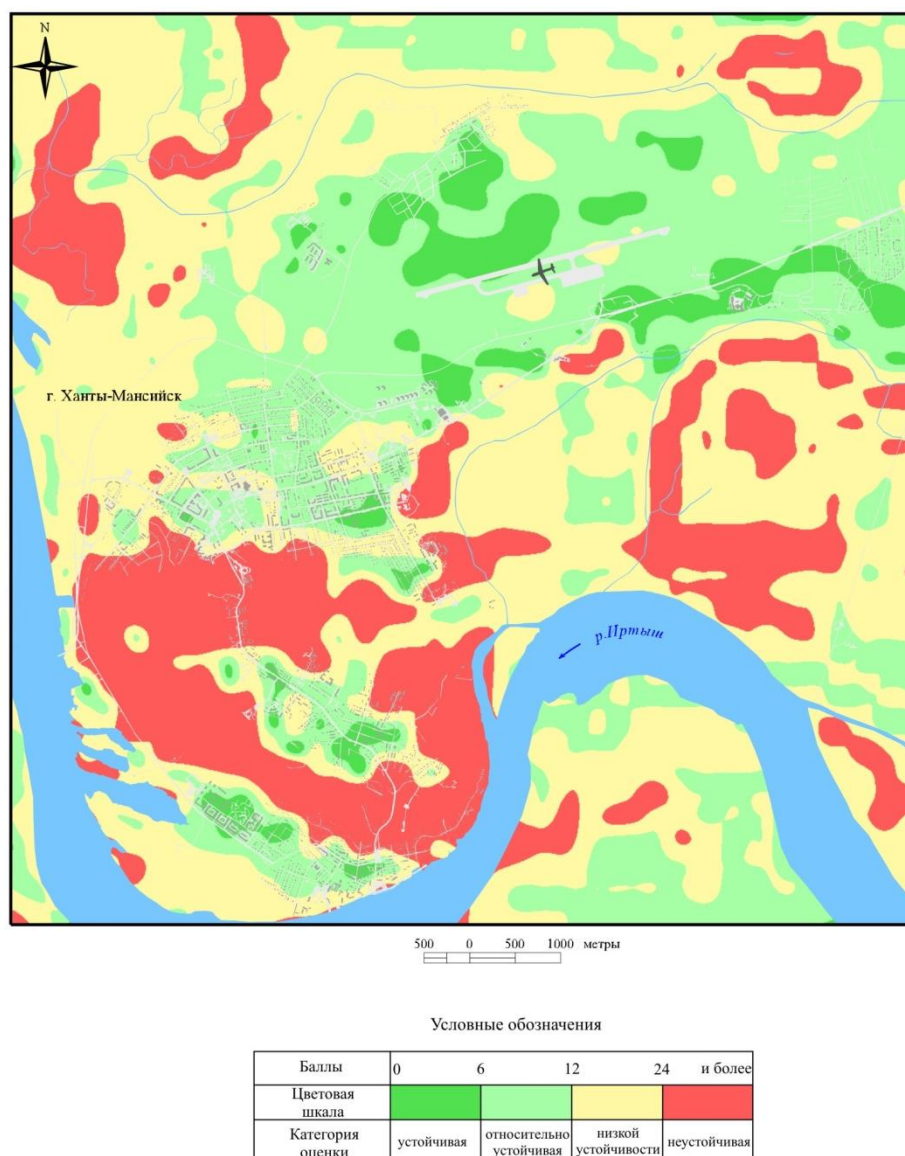


Рис. Карта инженерно-геологического районирования территории

**ЗАХОРОНЕНИЕ ДРЕНАЖНЫХ ВОД В КОЛЛЕКТОРСКИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ
В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ****В.В. Тетюхин****Научный руководитель старший преподаватель А.В. Овчинников
Белгородский государственный национальный исследовательский университет, г.
Белгород, Россия**

Подземные рассолы – подземные воды, содержащие растворённые минеральные вещества в повышенных концентрациях. По одной из классификаций согласно ГОСТ 17403-72, к подземным рассолам относят воды с минерализацией свыше 50 г/л. Такие воды нельзя сбрасывать в поверхностные водные объекты, также крайне нежелательно организовывать так называемые хвостохранилища этих вод, из-за вероятности утечек или каких-либо контактов с окружающей средой, что в свою очередь может привести к экологической катастрофе [1,3,5].

Во время прохождения производственной практики на карьере трубки Ботубинская (АК «Алроса», Мирнинская геологоразведочная экспедиция), мною был собран богатый материал по решению данной проблемы в специфичных условиях северных широт и вечной мерзлоты Якутии. Для сохранения окружающей среды, было принято решение о закачке данных вод в полном объеме в гидрогеологические структуры. Актуальность данного вопроса связана с расширением разведки и добычи полезных ископаемых как вглубь планеты, так и территориально в более труднодоступные места, что неизбежно приведет будущих проходчиков и горняков к контакту с данным типом высокоминерализованных вод. Подземные рассолы широко распространены в седиментационных бассейнах, где они обычно залегают ниже пресных и солёных вод и приурочены к преобладающей по мощности части осадочного чехла. Например, в бассейнах Восточно-Европейской платформы мощность зоны пресных подземных вод варьирует от 25 до 350 м, солёных вод — от 50 до 600 м, рассолов — от 400 до 3000 м. Они выявлены также в осадочных толщах, залегающих под дном некоторых морей (Красное и Каспийское, Мексиканский залив и др.) и в пределах шельфов (например, вблизи полуострова Флорида), а также в зоне гипергенной трещиноватости кристаллических щитов (Балтийского, Украинского, Канадского). В аридных районах подземные рассолы насыщают донные отложения водоёмов внутреннего стока.

Краткая геолого-гидрогеологическая характеристика района следующая. В современном структурно-тектоническом плане район работ занимает юго-восточный склон Анабарской антеклизы и северо-западный борт Вилнойской синеклизы. Геолого-стратиграфический разрез изучен до глубины 1100 м. В составе осадочного чехла скважинами вскрыты верхнекембрийские, нижнеордовикские, юрские и четвертичные отложения, а также среднепалеозойские магматические образования трапповой и кимберлитовой формаций.

По отношению подземных вод к многолетнемерзлым породам выделяются надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные. Надмерзлотные воды сезонно-талого слоя рыхлых отложений четвертичного возраста существуют сезонно: май – сентябрь, воды по минерализации ультрапресные (0,05-0,3г/л.). Межмерзлотный верхнекембрийский водоносный комплекс имеет спорадическое распространение. По химическому составу воды хлоридные магниевые-кальциевые, по минерализации (до 162 г/л) – рассолы, обладающие слабой щелочной реакцией и агрессивностью по отношению к металлам и бетону. Подмерзлотный верхнекембрийский водоносный комплекс имеет повсеместное распространение. По химическому составу воды относятся к хлоридным кальциевым рассолам с минерализацией до 368 г/л. Для рассолов второго и третьего водоносных комплексов и проводились работы по поиску и обоснованию гидрогеологических структур в качестве пластов-коллекторов, принимающих высокоминерализованные воды.

Поиски структур для закачки дренажных вод проводились в 2007 – 2009 гг. в непосредственной близости месторождений с учетом экологической защиты значимых объектов и существующей застройки (в радиусе 5 – 10 км). В ходе этого этапа исследований выявлен наиболее перспективный для закачки указанных дренажных вод Ботубинский участок и достаточно достоверно доказана принципиальная возможность эксплуатации многолетне-мерзлых пород на этом участке в качестве поглощающего пласта-коллектора.

Для оценки величины свободной емкости многолетне-мерзлых пород Ботубинского участка в 2010-2011гг. выполнено бурение 2 контрольно-разведочных скважин глубиной по 205 м. и одной нагнетательной скважины глубиной 210 м. с комплексом геофизических и гидрогеологических исследований (выполнен длительный кустовой налив); выполнены электроразведочные работы (для выявления пространственных и временных закономерностей развития техногенного талика в массиве многолетне-мерзлых пород) по двум профилям: вдоль простирания Ботубинского разлома и вкрест простирания Ботубинского разлома.

Основной задачей проведенных работ являлось: изучение фильтрационных и ёмкостных свойств пород и оценка приёмистости скважин в интервалах зоны многолетнемерзлых пород на участке Ботубинский и определение дальнейшего направления опытно-промышленных работ в пределах перспективного участка в зоне Ботубинского разлома [2,6].

По результатам проведенных исследований, участок Ботубинский признан перспективным для закачки дренажных вод и был рекомендован в дальнейшем для длительных исследований опытно-промышленного характера. Поэтому, основной задачей настоящих работ являлось доизучение гидрогеологической структуры (тектонического узла пересечения Ботубинского и Широкого разломов) для получения исходных данных для постановки в дальнейшем опытно-промышленных работ по закачке дренажных вод и проведения необходимых прогнозных расчетов. Для решения поставленной задачи выполнено бурение 2-х дополнительных скважин и

выполнен кустовой налив (время налива от 7,7 до 31 сут) рассолов в массив многолетне-мерзлых пород. Общий объём закачиваемых рассолов 5609 м³.

Пористые и кавернозные известняки вскрыты в интервале глубин 129 – 150 м. Каверны заполнены льдом, иногда частично кристаллами кальцита. Их размеры варьируют от 0,2 – 0,3 до 1,0 – 3,0 см. в диаметре. Мёрзлые породы рассматриваемого интервала имеют трещинные, пластово-трещинные, пластово-трещинно-поровые, пластово-трещинно-карстовые и карстовые криогенные текстуры.

По результатам опытного налива предварительно поглощающий пласт располагается в интервале 143,0 – 148,0 м с эффективной мощностью 4,0 м и представленным известняками средне-мелкозернистыми кавернозными неравномерно глинистыми. Расчётный коэффициент фильтрации 0,2 м/сут. Рассчитанный коэффициент приёмистости скважины на данном этапе не превышает 13,0 м³/час. Фильтрационно-ёмкостные характеристики по данным проведенных гидрогеологических исследований хорошие, что позволяет использовать данный пласт в качестве структуры для закачки дренажных вод. Выполненные опытные наливы рассолов показали высокую приемистость и свободную ёмкость в этом интервале.

Полученные материалы показали, что в зоне Ботуобинского разлома может произойти существенная смена характера трещиноватости что, соответственно, должно сказаться на ёмкостных свойствах массива. При этом изменения отмечаются как по горизонтали (по простиранию разломной зоны), так и в вертикальном направлении (вниз по разрезу). В последнем случае, скорее всего, следует ожидать изменение мощности или глубины залегания “рабочего” интервала. В реальных условиях в ходе постоянной закачки техногенных рассолов в массив, сложенный преимущественно терригенно-карбонатными породами, в окколоскважинном пространстве возможно выщелачивание кальция и доломита, относительно которых растворы недонасыщены, и перевод их в жидкую фазу. При этом, весьма вероятно увеличение пористости среды и улучшение коллекторских свойств горных пород [3, 4].

Оценка величины свободной ёмкости многолетне-мерзлых пород Ботуобинского участка, выполненная на основе опытных наливов, показывает его высокую обеспеченность для приема дренажных рассолов. Ёмкостные показатели структуры участка могут существенно возрасти при опытно-промышленной закачке высокоминерализованных вод за счет более интенсивного выщелачивания трещинно-порового льда в толще многолетне-мерзлых пород и возможных перетоков в ниже залегающий межмерзлотный верхнекембрийский водоносный комплекс.

Во избежание негативных явлений на участке в процессе дальнейших работ необходимо выполнять контроль за состоянием недр. Последний должен включать в себя комплекс мероприятий, направленных на получение объективной информации о процессах, происходящих в пласте-коллекторе при наливах: гидродинамический контроль – определение полей напоров в пласте-коллекторе и водоносном комплексе; гидрогеохимический контроль – определение состава подземных вод, дренажных вод и физико-химических показателей, характеризующих процесс захоронения; геофизический контроль – определение изменений физических полей в недрах в результате захоронения, в том числе температуры, электросопротивления пластовых жидкостей; контроль технического состояния скважин – с целью выявления предпосылок развития осложнений или аварий: ухудшение затрубной изоляции, нарушения герметичности обсадных колонн, образования ледяных пробок, снижения фильтрационных свойств пластов-коллекторов.

Литература:

1. Алексеев С.В. Криогидрогеологические системы Якутской алмазонасной провинции. – Новосибирск: Академическое издательство “ГЕО”, 2009. – 344 с.
2. Бауэр Е.О., Иост Н.А. и др. Отчет о проведенных работах по поиску структур для захоронения дренажных вод карьеров трубок Нюрбинская и Ботуобинская в 2006-2008гг. – Мирный: Фонды Мирнинской геологоразведочной экспедиции, 2008.
3. Веригин Н.Н. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород. – М.: Недра, 1977. – 299 с.
4. Смирнов С. И. Происхождение солёности подземных вод седиментационных бассейнов. – М.: Недра, 1971 – 315 с.
5. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / Под ред. В.А. Грабовникова. – М.: Недра, 1993. – 370 с.
6. Иост Н.А. Отчет о результатах бурения контрольно-стволовых скважин КСС-1 и КСС-2 с комплексом гидрогеологических и геофизических исследований в районе трубок Ботуобинская и Нюрбинская в 2006-2007гг, (объект Шахтный). – Мирный: Фонды Мирнинской геологоразведочной экспедиции, 2008.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПЕРЕУПЛОТНЕНИЯ ГЛИН ЮРСКОГО ПЕРИОДА И ТАТАРСКОГО ЯРУСА НА ПРАВОМ БЕРЕГУ Р.ВОЛГИ

Р.М. Усманов

Научный руководитель доцент А.И. Латыпов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В процессе инженерно-геологических изысканий, помимо стандартных исследований физико-механических свойств, для некоторых видов грунтов необходимо определять коэффициент переуплотнения грунтов OCR, показатель определяется как отношение давления $\sigma_{сд}$, под которым грунт был ранее уплотнен, к

давлению, действующему в настоящее время на грунт σ_{zi} . К примеру, зная состав пород и вычислив коэффициент переуплотнения, мы сможем установить как сильно изменился рельеф исследуемой местности.

Для отбора образцов был выбран Монастырский овраг, находящийся на правом берегу реки Волга, в Тетюшском районе Республики Татарстан. На поверхности в овраге обнажаются глины Юрского периода и Татарского яруса.

Методика проведения исследований

Определение σ_{cz} в первом приближении может производиться по результатам компрессионных испытаний пасты грунта (кривой первичной консолидации рис.) следующим образом

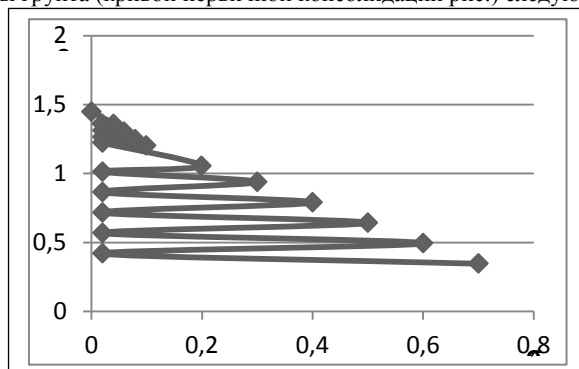


Рис. Кривая первичной консолидации

1) первоначально определяются начальный коэффициент пористости естественного грунта e_0 и эффективное напряжение на глубине z_1 (в месте отбора образца грунта) $\sigma_{zi} = \gamma_i \cdot z_i$, где γ_i - удельный вес вышерасположенного грунта, в том числе с учетом взвешивающего действия воды, если место отбора образца находится ниже уровня подземных вод.

2) из грунта нарушенной структуры, отобранного с глубины z_1 , приготавливается паста мягкопластичной консистенции.

3) после того, как грунт уплотнится до коэффициента пористости больше коэффициента пористости естественного грунта e_0 , производится разгрузка на каждой ступени нагружения (декомпрессия). Разгрузка во всех случаях производится до σ_{zi} .

4) определяется положение точки А на рис. 1 с координатами e_0 , σ_{zi} , соответствующими естественному состоянию грунта.

5) От точки А проводится линия декомпрессии параллельно линиям декомпрессии грунта до пересечения с компрессионной кривой (точка В). Координата точки В по оси σ_z соответствует максимальному давлению σ_{cz} , которым грунт был когда-то уплотнен. Кривая нагрузки - разгрузки образца 1-В-А повторяет историю уплотнения (образования) грунта.

6) по полученным значениям определяется коэффициент OCR по следующей формуле:

$$OCR = \frac{\sigma_{cz}}{\sigma_{zi}}$$

В настоящий момент в лаборатории механики грунтов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ нами проводятся исследования по определению коэффициентов переуплотнения глин Юрского периода и Татарского яруса.

ПРОЯВЛЕНИЯ СУФФОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В Г. КРАСНОЯРСКЕ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЙ

Т.В. Федорова

Научный руководитель доцент О.Ю. Перфилова
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В последнее время в больших городах большое внимание уделяется состоянию дорожного покрытия и качеству ремонта дорог. Миллиарды рублей тратятся ежегодно на так называемый «ямочный» ремонт в Красноярске и других городах края. Но всегда ли виноваты только дорожники в быстром разрушении асфальтового и других типов покрытий? Автор поставил задачу, выяснить какие неблагоприятные геологические процессы могут приводить к появлению бесчисленного количества ям на наших дорогах и как можно ослабить влияние этих процессов. Наиболее важными процессами, ведущими к разрушению дорожных покрытий, являются суффозионные, карстовые и эрозионные процессы, а также выветривание. По наблюдениям автора основной причиной преждевременного разрушения дорожных покрытий в г. Красноярске является именно суффозия.

Известно, что суффозия (от лат. Suffosio – подкапывание) – это механический вынос из рыхлых пород мельчайших частиц (песчаных и алевритовых) подземными потоками. Именно с суффозией связано образование просадок на поверхности земли в виде «блюдца» и «воронок», диаметр, которых может достигать 10 м и более. Выщелачивание и растворение играют подчиненную роль в процессах собственно суффозии. Они дополнительно разрыхляют породу, благодаря чему через нее увеличивается скорость фильтрации воды. Некоторые пески, даже не содержащие в себе растворимых составляющих, разрыхляются фильтрующимся через них потоком в результате выноса наиболее мелких зерен. Размыв породы может происходить при струйчатом движении воды через породу, то есть по достаточно крупным пустотам и каналам, в которых возможно завихрение струй, что нередко приводит к срыву слабо связанных частиц породы. Наиболее интенсивно процессы суффозии протекают в лессовидных грунтах и суглинках. В меньшей степени суффозионные процессы проявлены в более плотных глинистых породах. Причем размыв в них начинается по трещинам. Более подвержены внутреннему размыву глины, богатые монтмориллонитом, значительно изменяющиеся в объеме при различном изменении влажности. В обнажениях такие глины легко шелушатся и осыпаются. Струйчатое движение воды по трещинам срывает и уносит частицы там, где при переменном высыхании и увлажнении связь их с породой нарушается. Процесс размыва обычно не распространяется глубоко в толще глин, так как для этого струи должны иметь скорость, которая развивается только в трещинах вблизи крутых откосов или в ходах землероев.

Суффозионные процессы интенсивно проявлены во всех районах г. Красноярск. Причина в том, что застройка г. Красноярск проводилась преимущественно на поверхности террас р. Енисей. Всего здесь выделяется 9 надпойменных террас [2, 4]. Наибольшим развитием пользуется III (Красноярская) терраса, на которой расположен центр г. Красноярск. Терраса аккумулятивная, сложена галечниками с линзами песка. Местами галечник покрыт лессовидными суглинками и буграми переветренных песков. Мощность осадков 20 м. Главные улицы правобережья расположены на II (Ладейской) террасе. На уровне V террасы – расположен крупный микрорайон города «Зеленая Роща». Постройки Академгородка и Студенческого городка располагаются на поверхности VII террасы р. Енисей, а новые здания (в том числе, и главный корпус) Сибирского федерального университета – на VIII террасе [2,4]. Аллювиальные отложения, перекрывающие цоколь остальных террас имеют мощность от нескольких метров до 40 м и представлены переслаивающимися между собой бурыми известковистыми супесями и суглинками с прослоями глин, охристо-бурый песком с гальками кремнистых пород, песчаника, гранита и в нижней части иногда галечниками [3,4].

Таким образом, литологический состав террасовых отложений р. Енисей является благоприятным для проявления суффозии. Поэтому на территории Красноярск широко проявлены суффозионные процессы [2]. Они имеют, как природное, так и техногенное (прорывы водопроводных и канализационных сетей) происхождение [3]. Эти процессы приводят к появлению многочисленных ям на проезжей части и тротуарах, а также обрушению на некоторых участках в центральной части города тротуарной плитки. Диаметр таких суффозионных просадок может достигать 2,5-3 м, а глубина – до 0,5-0,6 м. Многочисленные попытки дорожников самостоятельно решить данную проблему, приводит к новым проявлениям суффозионных процессов. Дело в том, что строители зачастую пытаются ликвидировать только внешние проявления этих разрушительных процессов – суффозионные воронки. В своей работе мы бы хотели обратить внимание не только дорожников, но и чиновников, отвечающих за ремонт дорог на данную проблему, и выяснить, а всегда ли виноваты строители в плохом качестве и недолговечности дорожного покрытия.

В течение 2012 г. в разных районах города Красноярск нами были проведены наблюдения над характером проявления процессов суффозии, как на грунтовых дорогах, так и на дорогах с асфальтовым покрытием, а также тротуарах, вымощенных плиткой. Были сделаны многочисленные фотографии (рис.). В ряде случаев удалось сделать серию фотографий одних и тех же объектов весной, летом, а затем осенью 2012 г. и проследить динамику возникновения, увеличения в поперечных размерах и углубления суффозионных воронок, в том числе и на участках, где недавно был проведен «ямочный» ремонт дорожного покрытия. Нами были смоделированы (в прозрачных прямоугольных лотках из оргстекла шириной 10 см длиной 25 и 40 см соответственно) некоторые процессы вымывания лоткеза из грунтов различного гранулометрического состава и образования просадок на поверхности в зависимости от скорости водного потока. В результате наших наблюдений можно сделать некоторые выводы о том, как предотвратить или уменьшить влияние суффозионных процессов при строительстве дорог в таких крупных мегаполисах как Красноярск, где основанием для дорог служит достаточно мощная толща сравнительно рыхлых аллювиальных отложений.

Как правило, все мероприятия по борьбе с развитием суффозии направлены на то, чтобы прекратить или существенно сократить поступление воды по внутренним полостям пород и максимально снизить скорость ее течения. При строительстве и эксплуатации дорог на подверженных суффозии грунтах необходимо строго соблюдать правила строительства и использовать целый ряд специальных мер. Это и защита дорожного покрытия от проникновения через него вглубь атмосферных осадков и технических вод. Это достигается различными путями: регулирование поверхностного стока атмосферных вод; перекрытием места выхода подземных вод тампонированием или присыпкой песка; устройства дренажей для осушения пород или уменьшения скорости фильтрации воды; упрочнением ослабленных суффозией пород методами цементации или глинизации, а также предварительным уплотнением рыхлого грунта.

Выбор конкретного приема зависит от геологического строения и гидрогеологической обстановки на данной строительной площадке, типа и вида грунтов оснований, характер засоления и технических возможностей подрядной организации [1].

Суффозионные процессы оказывают существенное влияние и на прочность возводимых зданий и сооружений, так как могут приводить к неравномерной просадке их фундаментов.



Рис. Глубокая суффозионная воронка на тротуаре (пр. Красноярский рабочий 78, г. Красноярск)

Литература

1. Ананьев В.П. Инженерная геология: Учеб. для строит. спец. вузов/В.П. Ананьев, А.Д. Потапов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2002. – 511 с.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Минусинская. Лист О-46-XXXIII (Красноярск). Объяснительная записка / Берзон Е.И., Барсегян В.Е., Шаталина Т.А. и др. – М., 2001. – 143с.
3. Махлаев М.Л. Четвертичные отложения Полигона ландшафтно-экологического мониторинга «Долгая грива» / М.Л. Махлаев, О.Ю. Перфилова, О.М. Карнаухова // География, история и геоэкология Сибири. Материалы всероссийской научной конференции, посвящённой 75-летию образования Красноярского края. Выпуск 4. Красноярский государственный педагогический университет им. В.П. Астафьева. Т. 1. – Красноярск, 2009. – С. 94-98.
4. Путеводитель по геологическим маршрутам в окрестностях г. Красноярска / А.М. Сазонов, Р.А. Цыкин, С.А. Ананьев, О.Ю. Перфилова, М.Л. Махлаев, О.В. Сосновская. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2010. – 212/53 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА МНОГОФАКТОРНОГО КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ПРОГНОЗА ОСЕДАНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ В ГОРОДЕ ХАНОЙ (ВЬЕТНАМ)

Х.Т. Фи

Научный руководитель профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многофакторный корреляционный анализ является новым и эффективным методом для прогноза оседания земной поверхности в результате извлечения подземных вод. Эта статья посвящена применению этого метода для построения функции деформации земной поверхности по времени (S_t) в результате извлечения подземных вод в микрорайоне Тханьконг города Ханой (Вьетнам).

Данный метод представляет собой методику исследования факторов, связь которых с результативным показателем является вероятностной (корреляционной). Метод позволяет количественно оценить взнос каждого фактора в величину осадки поверхности в результате извлечения подземных вод [1].

Определение интегрированного показателя геотехнических факторов (целевая функция) основано: на анализе и синтезе геотехнических факторов, влияющих на осадку поверхности по данным наблюдений; на моделировании связи между факторными и результативными показателями, т.е. подбор соответствующего уравнения, которое наилучшим образом описывает изучаемые зависимости; на оценке надежности показателей связи и правомерности её использования для практической цели.

В качестве целевой функции для прогноза оседания земной поверхности при эксплуатации подземных вод может быть выбрана величина деформации земной поверхности по времени (S_t) или среднегодовая скорость

деформации земной поверхности (V_s). Целевая функция Y (S_t или V_s) является функцией геотехнических факторов (X_i):

$$Y(S_t \text{ или } V_s) = f(X_1, X_2, \dots, X_n)$$

Геотехническими факторами (X_i) могут быть: уровень или скорость снижения подземных вод; характеристики грунтов (литологический состав, мощность и физико-механические свойства грунтов) и время t . Все эти факторы связаны с процессом оседания земной поверхности и между собой.

Следующим этапом анализа являются сбор и статистическая оценка исходной информации, которая будет использоваться в корреляционном анализе. Собранная исходная информация должна быть проверена на достоверность, однородность и соответствие закону нормального распределения.

1. Метод многофакторного корреляционного анализа применялся по данным наблюдений на станции мониторинга за осадками поверхности «Тханьконг» в г. Ханой.

2. В геологическом разрезе на станции мониторинга за осадками поверхности «Тханьконг» присутствует один слой слабого грунта, представленный глинами и суглинками свиты Хайхынг, перекрываемый глинами и суглинками свиты Тхайбинь, а подстилаемый глинами и суглинками свиты Виньфук.

3. По фактическим данным станции мониторинга составляется уравнение множественной регрессии между S_t или V_s с геотехническими факторами и между самими геотехническими факторами. Далее определяется вес g_i каждого геотехнического фактора в целевой функции S_t или V_s .

Исходные данные для построения функций S_t

а. Слои грунта: мощность слоя слабого грунта, коэффициент средней относительной сжимаемости и удельный вес природного грунта.

б. Данные мониторинга: глубина подземных вод и деформация земной поверхности во времени.

Построение целевой функции S_t

Целевая функция S_t построена по следующей схеме:

а. Выбор геотехнических факторов: время t , глубина подземных вод H , коэффициент средней относительной сжимаемости m_{vm} , мощность слоя слабого грунта V_{dy} и удельный вес природного грунта ρ в целевой функции S_t . Коэффициенты парной корреляции между целевой функцией и параметрами, а также коэффициенты парной корреляции между факторами представлены в таблице.

Таблица

Коэффициенты парной корреляции между S_t , t , H , m_{vm} , V_{dy} , и ρ установленные по данным наблюдений на станции «Тханьконг»

	S_t	t	H	m_{vm}	V_{dy}	ρ
S_t	1,000	0,862	0,232	0,062	0,009	0,321
t	0,862	1,000	0,545	-0,235	0,266	-0,071
H	0,232	0,545	1,000	-0,556	0,499	-0,667
m_{vm}	0,062	-0,235	-0,556	1,000	-0,990	0,854
V_{dy}	0,009	0,266	0,499	-0,990	1,000	-0,774
ρ	0,321	-0,071	-0,667	0,854	-0,774	1,000

б. Стандартизованные коэффициенты $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ являются корнями системы уравнений:

$$\begin{cases} 0,862 = \beta_1 + 0,545\beta_2 - 0,235\beta_3 + 0,266\beta_4 - 0,071\beta_5 \\ 0,232 = 0,545\beta_1 + \beta_2 - 0,556\beta_3 + 0,499\beta_4 - 0,667\beta_5 \\ 0,062 = -0,235\beta_1 - 0,556\beta_2 + \beta_3 - 0,990\beta_4 + 0,854\beta_5 \\ 0,009 = 0,266\beta_1 + 0,499\beta_2 - 0,990\beta_3 + \beta_4 - 0,774\beta_5 \\ 0,321 = -0,071\beta_1 - 0,667\beta_2 + 0,854\beta_3 - 0,774\beta_4 + \beta_5 \end{cases}$$

Решив систему уравнений, получаем: $\beta_1=0,787$; $\beta_2=0,106$; $\beta_3=-0,013$; $\beta_4=0,221$; $\beta_5=0,629$.

с. Многомерный коэффициент корреляции R определяется по формуле

$$R^2 = \sum_{i=1}^p \beta_i r_{iy}$$

с результатом $R=0,952$. Значение $R=0,952$ свидетельствует о том, что геотехнические параметры, выбранные для участия в целевой функции, являются значимыми и адекватными.

д. Вес параметров времени t , глубины подземных вод H , коэффициента средней относительной сжимаемости m_{vm} , мощности слоя слабого грунта V_{dy} и удельный вес природного грунта ρ в целевой функции обозначенные соответственно g_1, g_2, g_3, g_4, g_5 и определяемые по формуле

$$g_i = \frac{|\beta_i r_{iy}|}{\sum_{i=1}^p |\beta_i r_{iy}|}$$

равны: $g_1=0,748$; $g_2=0,027$; $g_3=0,001$; $g_4=0,002$, $g_5=0,222$.

Таким образом, целевая функция S_t имеет вид

$$S_t = 0,748 t + 0,027 H + 0,001 m_{vm} + 0,002 V_{dy} + 0,222 \rho$$

Деформация земной поверхности за время S_t на станции Тханьконг рассчитывается по вышеприведенной формуле и сравнивается с результатами мониторинга (рис.).

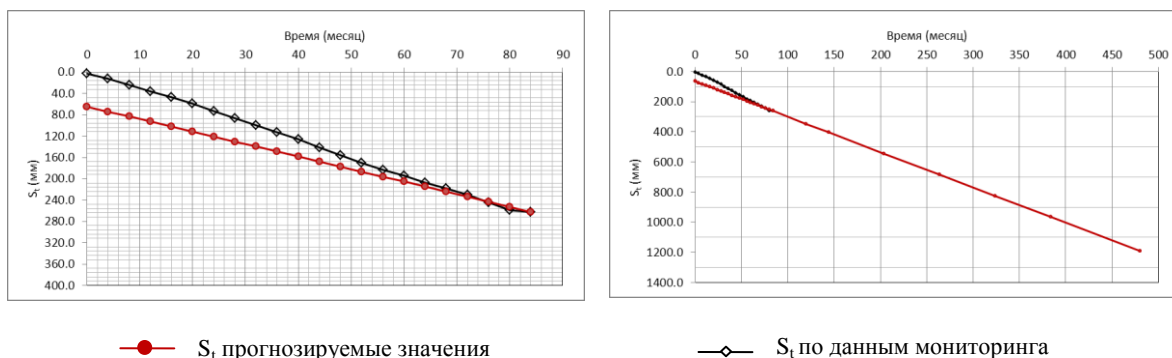


Рис. Деформация земной поверхности по времени в связи с водоотбором подземных вод S_t на станции мониторинга за осадками поверхности «Тханьконг»

Прогнозируемые деформации земной поверхности за время S_t на станции «Тханьконг» в 1,1-1,2 раза выше действительных наблюдаемых деформаций земной поверхности.

Вывод

Многофакторный корреляционный анализ позволил оценить влияние некоторых геотехнических факторов таких как: глубина подземных вод H ; коэффициент средней относительной сжимаемости m_{vm} ; мощность слоя слабого грунта B_{ay} ; время t и удельный вес природного грунта ρ_{\square} в формуле S_t .

Прогноз деформации земной поверхности за время t мониторинга за осадками поверхности на станции «Тханьконг» путем применения целевой функции S_t (уравнение 6) показывает результат относительно близкий к фактическим данным мониторинга (рис. 1). Прогнозируемые деформации земной поверхности за время S_t в 1,1-1,2 раза выше действительных наблюдаемых деформаций земной поверхности.

Из этого можно сделать вывод о том, что метод многофакторного корреляционного анализа является надежным методом и может быть использован для прогноза оседания земной поверхности в результате извлечения подземных вод в Ханое.

Литература

1. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: 4-е изд., перераб. и доп. / Г. В. Савицкая. - Минск: ООО «Новое знание», 2000. - 688 с.
2. Hanoi Institute of Building Technology (HIBT). Report on research program on Hanoi land subsidence due to changing of groundwater level / HIBT, No.38 Cat Linh Street, Dong Da District, Hanoi, - 2004. - 125 p. (in Vietnamese).
3. Phuong N.H. Report on research and prediction of land subsidence due to changes in engineering-geological and hydrogeological conditions in Thanh tri district / The project code: B2001-36-01-TĐ. - University of Mining and Geology. - Hanoi, Vietnam, - 2004. - 230 p. (in Vietnamese).
4. Phuong N.H. Report on collecting and verifying data, additional studies for mapping of soft soils distribution in Hanoi to plan for construction in the capital of Vietnam / The project code: TC-DT/06-02-3. - University of Mining and Geology. - Hanoi, Vietnam, - 2004. - 261 p. (in Vietnamese).

ХАРАКТЕРИСТИКА ПУЧИНИСТЫХ ГРУНТОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ТАЁЖНОЕ» (РЕСПУБЛИКА САХА)

Р.Ш. Хасанова

Научный руководитель доцент В.В. Крамаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пучинистыми называют грунты, которые при промерзании и переходе в мерзлое состояние обладают свойством увеличивать свой объем вследствие замерзания в них воды и образования ледяных включений в виде прослоек, линз, поликристаллов и т. п. При последующем оттаивании в этих грунтах протекает обратный процесс, сопровождающийся их осадкой, разуплотнением и снижением несущей способности. Практически вся территория России находится в зоне сезонного промерзания грунтов и большинство строительных площадок, на которых возводят сооружения, представлены глинистыми грунтами, мелкими и пылеватými песками, проявляющими при промерзании пучинистые свойства, что может вызвать большие затруднения при строительстве и эксплуатации сооружений. Поэтому проблема пучинистых грунтов железорудного месторождения «Таёжное» также довольно актуальна.

Целью работы является изучение свойств пучинистых грунтов участка и составление программы мониторинга изучения процесса пучения в связи с расширением строительства в этих районах на грунтах, подверженных глубокому сезонному промерзанию. В ходе работы решались следующие задачи: анализ и обработка камеральных данных, расчет показателей физических и теплофизических свойств грунтов, оценка их

пучинистости по параметру R_f по методике. Вся изученная документация была предоставлена обществом с ограниченной ответственностью «Нерюнгростройизыскания».

Участок проведения проектируемых геологоразведочных работ в географическом отношении расположен на территории Южной Якутии в пределах Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Железородное месторождение «Таежное» находится в 150 км к северу от г. Нерюнгри и в 120 км южнее г. Алдан. На территории месторождения «Таежное» многолетняя мерзлота имеет преимущественно прерывистое по площади и сплошное по вертикали (неслоистое) распространение. Глубина залегания верхней поверхности ММП находится в основном в пределах 0,7-3,0 м и определяется величиной его сезонного протаявания. Мощность ММП изменяется от первых м до 250-300 м и более при среднегодовой температуре у подошвы слоя ее годовых колебаний от 0 до $-3, -4^{\circ}\text{C}$ и ниже. Температура талых пород обычно редко превышает $+2^{\circ}\text{C}$, оставаясь в средних значениях от $+0,5$ до $+1,5^{\circ}\text{C}$. Глубина сезонного промерзания изменяется в значительных пределах – от 2 до 6-8 м. Комплекс экзогенных геологических явлений и образований, преимущественно криогенного ряда, представлен довольно широко.

Для вычисления параметра пучинистости были изучены образцы из 22 скважин. Рассматривались скважины и шурфы глубиной от 0 до 6,5 м. Исследуемые грунты представлены дресвяными суглинками, суглинками с включениями и песком пылеватым. Необходимо отметить, что полевые работы проводились в летний период (июль-август), с чем связана малая степень водонасыщения грунтов.

Согласно методике прогноза пучинистости, для расчета параметра R_f предварительно необходимо определить такие параметры, как W_{cr} (критической влажности) и W_{sat} , которая является отношением минеральных частиц грунта к коэффициенту пористости. По результатам расчетов грунты из скважин являются слабопучинистыми. В тоже время маршрутные наблюдения на участке выявили проявление процессов пучения в виде бугров пучения и площадей с выпученным каменным материалом. Можно предположить, что грунты на этих участках не отнесены к пучинистым в силу того, что определение влажности проводилось в летний период, что стало причиной невысоких значений этого показателя. Поэтому в работе составлена программа мониторинга процессов пучения на участках, где были отмечены проявления данного процесса, выбраны показатели, применяемые при расчетах свайных фундаментов (R_f , E_{fh} , T_f), и методики их определения [ГОСТ 27217-87, ГОСТ 12248-2010], которые будут определяться в ходе режимных наблюдений, сроки и их периодичность.

В качестве рекомендации при проведении изысканий необходимо отметить, что опробование нужно проводить в предзимний период при максимальной влажности. К мероприятиям по борьбе с пучением можно отнести мелиоративные мероприятия, а именно дренаж, каналы, термические – утепление грунта, и фундамента сооружения для снижения толщины пучинистого слоя. В крайних случаях, при большой необходимости, произвести замену грунта на непучинистый или под фундаментом устроить подушки из песка или крупнообломочного материала.

Литература

1. Научно-технический отчет об оценке современного фоновое состояния геокриологических условий и ландшафтное районирование в районе лицензионных участков на Таежном, Десовском, Тарыннахском и Горкитском месторождениях железных руд в Республике Саха (Якутия). Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сбирского отделения РАН. Якутск, 2009.
2. Ершов Э.Д. Методы геокриологических исследований: Учеб. Пособие. М., 2004. 512 с.
3. СНиП 23-01-99 "Строительная климатология" (с изменениями от 24 декабря 2002 г.)

ГОРНО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ЗАКРЫТИИ ШАХТ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ КУЗБАССА

К.И. Хафизова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рост числа нарушенных земель, их деградация – последствия не проводимой вовремя рекультивации земель после завершения разработки полезных ископаемых. Решить данную проблему можно с помощью организации четкой системы льгот, поощрений и санкций в области земельных отношений, а также введения унифицированного порядка производства по делам о нарушении правил охраны и использования земельных ресурсов. Эффективность такого решения заключается в том, что взимаемые денежные средства за ущерб, наносимый земле, могут использоваться на восстановление земель, предоставление льгот предприятиям для своевременного проведения рекультивации и других природоохранных мер.

Цель исследования – изучить негативное влияние на деформацию и разрушение земной поверхности г.Прокопьевск в результате закрытия шахт и предложить механизм его смягчения.

Задачи:

1. Показать современное состояние аварийности земной поверхности закрытых угольных предприятий Кузбасса в сравнении с закрытыми предприятиями других угольных бассейнов страны;
2. Осветить некоторые проблемы в экологии города;
3. Проанализировать негативные последствия разрушения земной поверхности при ликвидации угольных предприятий города;
4. Предложить методы решения существующих проблем.

Объектом исследования стали некоторые действующие шахты, разрезы и закрытые шахты города - Центральная, Северный Маганак, Ноградская, Калинина.

В работе использовались следующие методы: аналитический, сопоставительный, метод наблюдения, фотомониторинг.

Кузнецкая земля хранит в своих недрах несметные богатства. Но все же по праву самым главным полезным ископаемым является уголь. Во многих городах Кузбасса именно добыча угля является одним из самых важных направлений. Один из таких городов – Прокопьевск. Высокая нарушенность земной поверхности в результате ведения горных работ является весьма характерной особенностью шахт. В Кузбассе и на других месторождениях, при отработке угольных пластов различной мощности на поверхности образуются значительные по площади участки, разбитые трещинами, уступами, провальными воронками. Изменение гидродинамического режима в процессе затопления сопровождается различными негативными последствиями. Современные методы математического моделирования позволяют в некоторой степени решить задачу прогнозирования последствий затопления шахт. При этом необходимо организовать комплексный мониторинг подземных, поверхностных вод, экзогенных геологических процессов и т.д. При подземных разработках угольных пластов внутри горного массива происходит образование пустот, что является причиной сдвижения горных пород и земной поверхности. После окончания процесса сдвижения выработанным пространством образуются три зоны: зона обрушения, зона трещин, зона прогибов.

Завершающим этапом сдвижения горных пород является образование на дневной поверхности мульды сдвижения. При этом отдельные точки мульды сдвигаются неравномерно, в результате чего возникают вертикальные (наклоны, кривизна) и горизонтальные (растяжение, сжатие) деформации, также трещины, уступы и провалы [6].

Сдвигение и деформация горных пород и земной поверхности, в определенных условиях, могут вызвать увеличение водо-газопроницаемости пород над выработанным пространством.

При затоплении шахт процессы сдвижения и деформаций массива земной поверхности могут происходить в силу следующих причин: уплотнение пород и изменение их свойств; разрушение оставленной крепи, если глубина расположения выработок в массиве находится в пределах до 80 м; перемещение структурных блоков по ослабленным контактам местам выходов тектонических нарушений; нарушение устойчивости барьерных целиков и целиков различного назначения, оставленных в выработанном пространстве; изменение геомеханических и гидрогеологических условий среды [5].

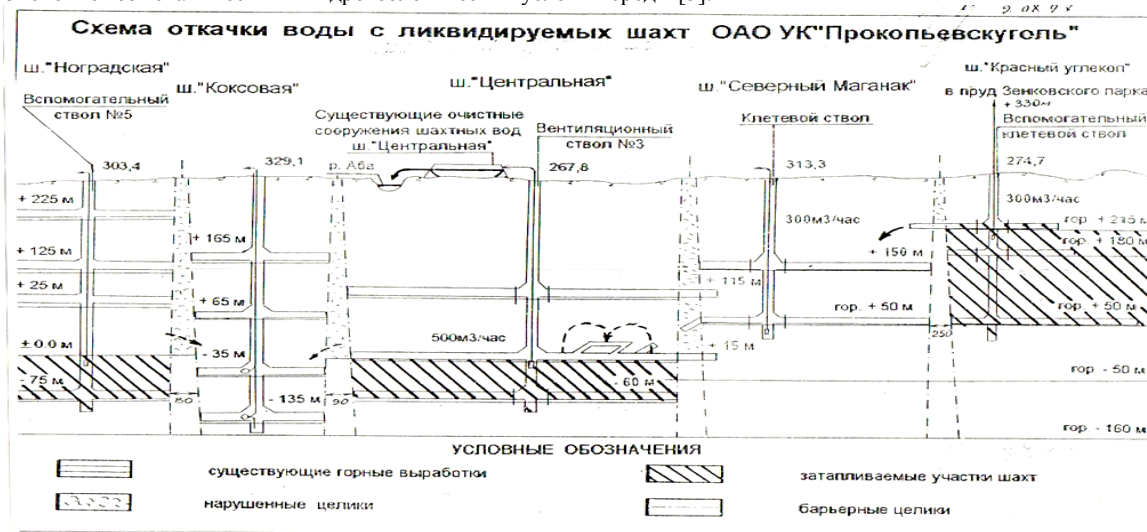


Рис. Схема стабилизации уровня подземных вод на ликвидируемых шахтах ОАО УК «Прокопьевскуголь»

В результате затопления шахт и разрезов происходит подъем уровня подземных вод. При этом резко снижается сброс шахтных вод в речную сеть, прекращается истощение запасов подземных вод. Однако с закрытием шахт не прекращается их отрицательное влияние на природные объекты, происходит лишь перераспределение приоритетных воздействий. При ликвидации шахт на первый план выдвигаются гидрогеологические процессы. Порождаемые ими проблемы можно объединить в три группы:

загрязнение подземных водоносных горизонтов, приводящих к выводу из водопользования источников хозяйственно-питьевого водоснабжения;

затопление (заблачивание) земной поверхности, вызывающие деградацию почв, подтопление фундаментов зданий и сооружений, жилых домов, гибель лесных насаждений;

переувлажнение массива горных пород, которое вызывает ухудшение их прочностных свойств, разуплотнение пород, используемых для засыпки стволов и других выработок, выходящих на земную поверхность.

Если при работе шахт отмечались, как правило, лишь локальные очаги загрязнения подземных вод за счет фильтрации через русла рек откачиваемых на земную поверхность шахтных вод, то после ликвидации

шахтного водоотлива и поднятия уровня затопления, загрязненные шахтные воды проникают в подземные водоносные горизонты на огромной площади.

Изменение геодинамического и геохимического состояния пород на полях затапливаемых шахт может привести к проявлению техногенных землетрясений. Лесотехническая рекультивация, проводимая на шахтах в рамках природоохранных мероприятий, практически не снижает степень отрицательного воздействия шахт на окружающий ландшафт горных отводов. Но помимо проблем экологии, существуют проблемы охраны здоровья жителей региона. Здоровье населения Кузбасса, как интегрированный показатель социально – экологической ситуации, формируется под воздействием всей совокупности социальных, экономических и природных факторов, среди них большая часть кузбассовцев (65%) испытывает вред, наносимый окружающей среде предприятиями.

Литература

1. Азимов Б.В. и др. Проблемы ликвидации экологических последствий при закрытии угольных предприятий по добыче / Экологическое регулирование хозяйственной деятельности предприятий. Сборник статей. – Пермь, 2000.
2. Афанасьев Б.Л., Денисович В.И. / Печорский угольный бассейн. – Москва, 1959.
3. Вдовенко В., Харченко Н.В. / Вестник КузГТУ, 2004, №6. Статья «экологическая безопасность Кемеровской области как фактор ее устойчивого развития».
4. Нормативно-методическое обеспечение реструктуризации угольной промышленности / Сб. документов под общ. ред. А.Г Саламатина, В.Е. Зайденварга, В.Н. Попова – М., 2000.
5. Кузбасс, - 2005. – 6 апр. Статья Татьяны Красносельской «Экологическое здоровье кузбассовцев».
6. Панюков П.Н. / Инженерная геология. – Москва, «Недра», 1978.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ГИДРОМЕЛИОРАЦИИ ТЕРРИТОРИЙ ЮЖНОЙ МОЛДАВИИ

С.А. Чарыкова, С.А. Богомолов, И.Н. Минькеева

Научный руководитель профессор Ю.И. Олянский

*Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет, г. Волгоград,
Россия*

В южной зоне Молдовы, тяготеющей к территории между реками Прут и Ялпуг, проектирование гидромелиоративного строительства сопряжено с решением целого комплекса проблем, обусловленных инженерной деятельностью и реакцией на неё геологической среды. Деятельность человека в возрастающих масштабах становится геологическим фактором, многократно усиливающим интенсивность природных процессов. Она может способствовать активизации неблагоприятных инженерно-геологических процессов, уже имеющих развитие на данной территории или вызвать появление других процессов, ранее здесь не наблюдавшихся.

Южная зона республики характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями, заключающимися, в частности, в широком распространении просадочных лессовых грунтов и высокой сейсмичностью – 8 баллов [1]. Строительство оросительных систем на просадочных лессовых грунтах такого типа неизбежно сталкивается с деформациями конструкций, что влечет за собой создание аварийных ситуаций, а часто и разрушение сооружения. За первые 5 лет эксплуатации на просадочных лессовых грунтах разрушается 8,4-10,4 % сооружений, требует профилактического ремонта 27-34 % сооружений. Стоимость водохозяйственного строительства и освоение одного гектара земель в 1,97-2,20 раза выше, чем на обычных непросадочных грунтах. Продолжительность строительства оросительных систем на таких грунтах на 20-80 % выше, чем в обычных условиях. Затраты на ремонтно-восстановительные работы составляют только часть от величины ущерба, который наносится при мелиоративном освоении лессовых территорий. При общей стоимости объекта 760-940 у.е. прямой ущерб составляет 230-290 у.е., с учетом косвенного ущерба эта сумма значительно выше. Все эти данные приведены для несейсмических районов Средней Азии и Предкавказья. В условиях Южной Молдовы, относящейся к зоне высокой сейсмичности и характеризующейся распространением мощных толщ лессовых просадочных пород, общий ущерб может быть несравненно больше.

В связи с вышеизложенным, в настоящей статье мы стремимся очертить основной круг инженерно-геологических проблем, которые неизбежно придется решать ученым, изыскателям, проектировщикам и строителям, решающим вопросы мелиорации и водоснабжения южных районов республики.

Территория междуречья Прут-Ялпуг расположена в регионе, испытывавшем опускание на протяжении всего четвертичного периода. За это время здесь произошло накопление мощных толщ континентальных отложений, состоящих, в основном, из песка и пыли, и носящих название «лессовые породы». В настоящее время мощность этих пород на водоразделах достигает 40-60 м., уменьшаясь вниз по склону. Характерной особенностью этих пород являются их строительные свойства. В состоянии природной (невысокой) влажности они служат хорошим основанием для всех инженерных сооружений и обладают высокой несущей способностью (0,5-0,4 МПа). Однако достаточно увеличить их влажность на 3-4 %, как эти грунты резко ухудшают свои свойства. Несущая способность их снижается в 2-3 раза, начинаются деформации сооружений.

Важнейшими особенностями воздействия гидромелиоративного строительства на геологическую среду являются обязательное и весьма значительное изменение режима влажности пород в зоне аэрации; интенсивная фильтрация воды под ирригационными каналами и орошаемыми полями, приводящая к фильтрационному выщелачиванию пород; повышенная интенсивность проявления инженерно-геологических процессов, таких как

просадки, суффозия, активизация оползней, обвалы, поверхностная эрозия. Просадки инженерных сооружений (насосных станций, водоводов и каналов), а так же на полях орошения причиняют значительный ущерб, удорожают и удлинняют освоение земель, требуют средств и времени на ликвидацию их последствий. Конструкция оросительной сети, варианты водоподачи, места размещения насосных станций и др., время и затраты на освоение, сохранение земельного фонда, экономический эффект от ввода земель зависят от качества прогноза просадок и эффективности мер по борьбе с ними.

В связи с этим, особое внимание в начальной стадии проектирования должно быть уделено изучению условий залегания, распространению и свойствам лессовых просадочных грунтов [3]. Опыт исследований свидетельствует о том, что пространственная изменчивость просадочности может быть в достаточной мере охарактеризована посредством составления специальных прогнозных карт. Наиболее приемлемый масштаб таких карт 1:100 000. Основным картируемым элементом должна быть просадочная толща, а именно: мощность и возможная просадка её при замачивании. Предлагается следующая градация: до 5 м., просадка отсутствует; 5-10 м, просадка до 5 см.; 10-20 м, просадка 5-10 см.; 10-20 м., просадка 10-50 см; более 20 м., просадка 10-50 см., более 20 м., просадка > 50 см. Наличие такой карты позволит проектировщикам на стадии ТЭО выбрать наиболее оптимальные варианты размещения инженерных сооружений и трасс, а так же обосновать мероприятия по борьбе с просадочностью в основаниях сооружений и на полях орошения.

Второй важной задачей должно быть прогнозирование изменения физико-механических свойств и деформации лессовых просадочных грунтов в условиях длительного воздействия на них воды и фильтрации. Противоопасочные мероприятия в основаниях сооружений, по трассам водоводов часто оказываются малоэффективными по причине, что назначены без учета длительного воздействия воды на грунт при систематической фильтрации и аварийных утечках. Результаты исследований, выполненных в лаборатории инженерной геологии Института геофизики и геологии АН РМ [2], позволили сделать вывод о том, что в грунтовых условиях республики лабораторный метод определения просадочности в соответствии с ГОСТ 23161-76 применяемый в изыскательских организациях, не дает удовлетворительных результатов, так как не моделирует длительное воздействия воды на грунт и фильтрацию. Вследствие этого, противоопасочные мероприятия, назначаемые по результатам таких исследований, не могут обеспечить безаварийную эксплуатацию гидромелиоративных сооружений. Методика исследований просадочности с учетом региональных особенностей грунтов республики разработана в Институте геофизики и геологии АН РМ и может быть использована при инженерно-геологических изысканиях для стадии РЧ.

Проблема просадочности в регионе тесно переплетается с проблемой сейсмичности. Еще одним негативным свойством лессовых просадочных грунтов является их способность уменьшать скорость прохождения сейсмических волн при повышении влажности, что в свою очередь неблагоприятно сказывается на устойчивости зданий и сооружений, возведенных на таких грунтах. В связи с этим, вопросы сейсмичности требуют особого внимания при освоении территории.

По карте сейсмического районирования региона территория междуречья Прут-Ялпуг относится, в основном, к 8 бальной зоне. Это означает, что такой балл является только фоновой зависимостью от конкретных инженерно-геологических условий площадки (вида пород, их мощности, глубины залегания воды и др.) может быть увеличен на 1-2 балла, что является серьезным фактором для строительства. Несомненно, что проблема сейсмичности и микрорайонирования территории по интенсивности сейсмического воздействия, особенно для площадок наиболее ответственных сооружений, должна находиться в центре внимания проектировщиков на более поздних стадиях проектирования. Это позволит существенно сократить затраты на строительство гидромелиоративной системы.

В заключение следует остановиться на таком практическом вопросе, как борьба с просадочностью при строительстве объектов гидромелиорации, тем более, что в общем объеме затрат на строительство сооружения на просадочных грунтах около 10-12 % приходится на подготовку грунтов основания, цель которой – устранение просадочности в основаниях сооружений. Известно, что основными характеристиками, влияющими на выбор способов и мер борьбы с просадочностью в основании сооружения служат: мощность просадочной толщи и возможная просадка толщи от собственного веса при замачивании. В зависимости от этих параметров для каждого сооружения намечается индивидуальный план подготовки основания. Среди методов борьбы с просадочностью в республике наиболее часто применяется следующие: уплотнение грунтов в котловане тяжелыми трамбовками, послойная укатка грунтов, буронабивные сваи, глубинное уплотнение грунтов взрывами и другие. Выбор способов борьбы с просадочностью осуществляется по результатам инженерно-геологических изысканий с учетом технических параметров сооружения. Однако, как уже отмечалось выше, инженерно-геологические изыскания производственными организациями выполняются по ГОСТам, некоторые из которых в грунтовых условиях республики требуют корректировки или даже изменения.

Таким образом, использование данных изысканий для разработки мероприятий по борьбе с просадочностью на юге Молдовы сопряжено с известной долей риска или перерасходом средств на строительство. Обеспечить безаварийную эксплуатацию гидромелиоративных объектов и возведение их с минимальными затратами помогут только специальные исследования, выполненные научной организацией, специализирующейся на региональном изучении лессовых пород республикой. В основу такого изучения должно быть положено детальное исследование состава и свойств лессовых пород, моделирование процессов длительного воздействия воды на грунт разработка методик определения различного вида просадочных и послепросадочных деформаций в комплексе с работами по инженерно-геологическому районированию территории. Только при таком подходе могут быть разработаны научно обоснованные мероприятия по борьбе с просадочностью в регионе и гарантирована безаварийная эксплуатация объектов гидромелиорации.

Литература

1. Олянский Ю.И. Лессовые грунты юго-западного Причерноморья. - Кишинев: Штилица, 1992. – 130с.
2. Олянский Ю.И. Изменение состава и свойств лессовых просадочных пород при замачивании и фильтрации воды / Ю.И. Олянский, А.Н. Богомолов, С.И. Махова, О.Н. Осипова, О.В. Киселева // Вестник Волгоградский гос. архит.– строит. ун-та. Сер: Стр-во и архит. – Волгоград, 2012. – 26(45). – С. 16-25.
3. Олянский Ю.И. Инженерно-геологическая характеристика лессовых пород междуречья Прут-Днестр / Ю.И. Олянский, А.Н. Богомолов, С.И. Шиян, Т.М. Тихонова, О.В. Киселева // Вестник Волгоградский гос. архит.– строит. ун-та. Сер: Стр-во и архит. – Волгоград, 2011. – 24(43). – С.33-45.

**ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ НЕСВЯЗНЫХ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ ДОРОЖНОГО ПОЛОТНА
К ЦИКЛИЧЕСКИМ НАГРУЗКАМ**

Г.А. Чернийчук

Научный руководитель доцент А.И. Латыпов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В современном мире, в связи с усложнением строительных задач и повышением требований безопасности к инженерным объектам, с каждым днём возрастает значимость инженерно-геологических изысканий. Одним из таких направлений является исследования устойчивости грунтов к динамическим нагрузкам.

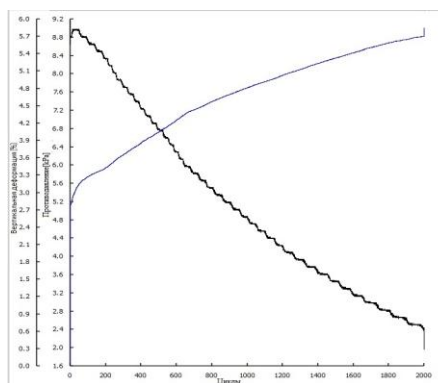


Рис. График зависимости вертикальных деформаций и противодавления от количества циклов

Данные исследования требуются: для расчета колебаний сооружений, работающих в условиях динамических нагрузок; для прогноза дополнительных осадок и кренов сооружений при действии динамических нагрузок; для оценки сейсмических характеристик грунтов и приращений сейсмической балльности; для оценки возможности разжижения грунтов, например, при землетрясениях; для определения возможных последствий сейсмического разжижения или деформирования грунтов; для выбора правильной конструкции фундамента, метода прокладки трубопровода, конструкции дорожной одежды, мер инженерной защиты и т.д.

Динамические свойства грунтов – группа физико-механических свойств грунтов, определяющих их реакцию грунтов на действие динамических нагрузок.

Динамические свойства грунтов характеризуют их и как среду распространения колебаний (упругие, демпфирующие и фильтрующие свойства) [1].

Под действием динамических нагрузок в грунтах могут возникать следующие процессы: уплотнение (отрицательная дилатансия) рыхлого песка любой влажности; разуплотнение (положительная дилатансия) маловлажных плотных песков, сопровождающееся снижением прочности; циклическая подвижность – постепенное накопление сдвиговых деформаций в водонасыщенных песках относительно плотного сложения. Может иметь место прогрессирующий характер и привести к разрушению грунта без его разжижения, или затухающий — стабилизирующих на определенном уровне амплитуды деформации и разжижение водонасыщенного песка.

В связи с этим на базе кафедры общей геологии и гидрогеологии была оборудована лаборатория механики грунтов, оснащенная прибором трёхосного сжатия с возможностью динамического нагружения (Wille GEOTECHNIK).

На данном приборе был произведён ряд испытаний несвязных грунтов, по следующей методике. Образец грунта, диаметром 50 мм и высотой 100 мм, помещается в камеру, где его обжимают давлением, соответствующим давлению на глубине отбора, после консолидируют согласно действующим нормативам [2], затем задают циклическую нагрузку, имитирующую нагрузку проезжающего транспорта, в результате получаем давление 55 кПа на момент проезда транспорта и 40 кПа природное давление. Нагрузка прикладывается с частотой 0,033 Hz, в течение 2000 циклов. В результате получаем ряд данных и строим графики (рис.).

С 2007 г. на кафедре общей геологии и гидрогеологии института геологии и нефтегазовых технологий проводилась оценка техногенных условий геологической среды города. В настоящий момент построены карты

действующих статических нагрузок. На основании исследований и по данной методике планируется построить карту устойчивости грунтов г. Казани к динамическим нагрузкам.

Литература

1. Вознесенский Е.А., Коаленко В.Г., Кушнарёва Е.С., Фуникова В.В. Разжижение грунтов при динамических нагрузках. – М.:Изд-во МГУ, 2005.-134 с.
2. ГОСТ 12248-96. «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. – Введен 1997-01-01. – М., 1997. – 103 с.

ВЕДУЩАЯ РОЛЬ РИФТОГЕНЕЗА В ФОРМИРОВАНИИ СТРУКТУРНО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА

З.В. Чернышова

Научный руководитель доцент Ю.Н. Диденков

*Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г.Иркутск, Россия*

Рифтогенез – это сложный эндогенный процесс, заключающийся в растяжении, утонении и дроблении земной коры в условиях высоко поднятого мантийного диапира. Процесс сопровождается флюидной геодинамикой и тектоническими движениями.

Основной задачей проводимых исследований является обоснование ведущей роли рифтогенеза в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона. Анализ результатов выполняемых исследований и опубликованные в центральной печати материалы [1,2] позволили разработать концептуальную схему влияния рифтогенеза на формирование гидрогеологических структур исследуемого региона (рис.).

В процессе рифтогенеза образуются листрические разломы сбросового типа, по которым происходит опускание одних блоков земной коры относительно других. Формирование современных морфоструктур Байкальского региона продолжается и в настоящее время [3]: опущенные блоки – впадины, поднятые блоки – «плечи» рифта и межблоковые тела – разломы.

Современная дегазация мантии и флюидная геодинамика являются основными факторами формирования восходящего высокотемпературного эндогенного флюида. Согласно термодинамическим моделям, температура на границе мантийного диапира достигает 800-1000°C, что обуславливает и значительные температуры флюида. Перехватываясь флюидоканалами (разломами с достаточной глубиной заложения и раскрытостью), продукты преобразования водного флюида при подъеме к поверхности и смещении с атмосферными водами, выводятся на поверхность или вскрываются на доступных глубинах скважинами. При этом в качестве основного продукта выступают пресные и ультрапресные воды, в газовом составе которых преобладают CH_4 и CO_2 .

При районировании представляется возможным выделить в регионе три типа гидрогеологических структур: впадины – гидрогеологические бассейны, «плечи» рифта (горное обрамление) – гидрогеологические массивы и разломы – обводненные разломы. Результаты структурно-гидрогеологического анализа и физико-химического моделирования позволили более двадцати гидрогеологических бассейнов региона объединить в пять характерных типов: Байкальский, Тункинский, Баргузинский, Усть-Селенгинский, Чарский (рис.). Данная систематизация проведена на макроуровне и отражает, в первую очередь, геолого-структурные условия бассейнов, определяющие особенности формирования подземных вод. Детальное районирование внутри каждого типа бассейнов позволит установить закономерности распределения подземных вод на более высоком уровне, что повысит достоверность дальнейшего прогнозирования крупных скоплений как холодных, так и термальных подземных вод.

Разделение гидрогеологических массивов по высотной зональности, обусловлено развитием различных ландшафтов и их подверженность процессам выветривания, что влияет на формирование различных по мощности и составу почв, а чем скуднее почвенный покров, тем преснее гидрогеохимический профиль.

Выделение приповерхностных и глубоких обводненных разломов обуславливается глубиной их заложения и раскрытостью по отношению к флюиду и атмосферным осадкам. Важную роль играет время их заложения и цикл последней активизации. Древние разломы, не подновленные в кайнозой-мезозой, практически не имеют гидрогеологической значимости, вследствие своей «залеченности».

Выполняемые исследования продолжают развитие представлений о главной роли рифтогенеза и сопровождающих его процессов в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона. Это, прежде всего, ярко выражено в специфике геологических структур (разломы, впадины, горное обрамление), где происходит подъем эндогенных флюидов, генерация рифтогенных вод и их смешение с атмосферными, насыщение микрокомпонентами и газами различного генезиса и, как следствие, формирование природных вод с широким спектром химического состава и температурного режима. При этом обращает внимание устойчивая во времени пресноводность как в целом гидросферы Байкальского региона, так и жемчужины планеты – озера Байкал.

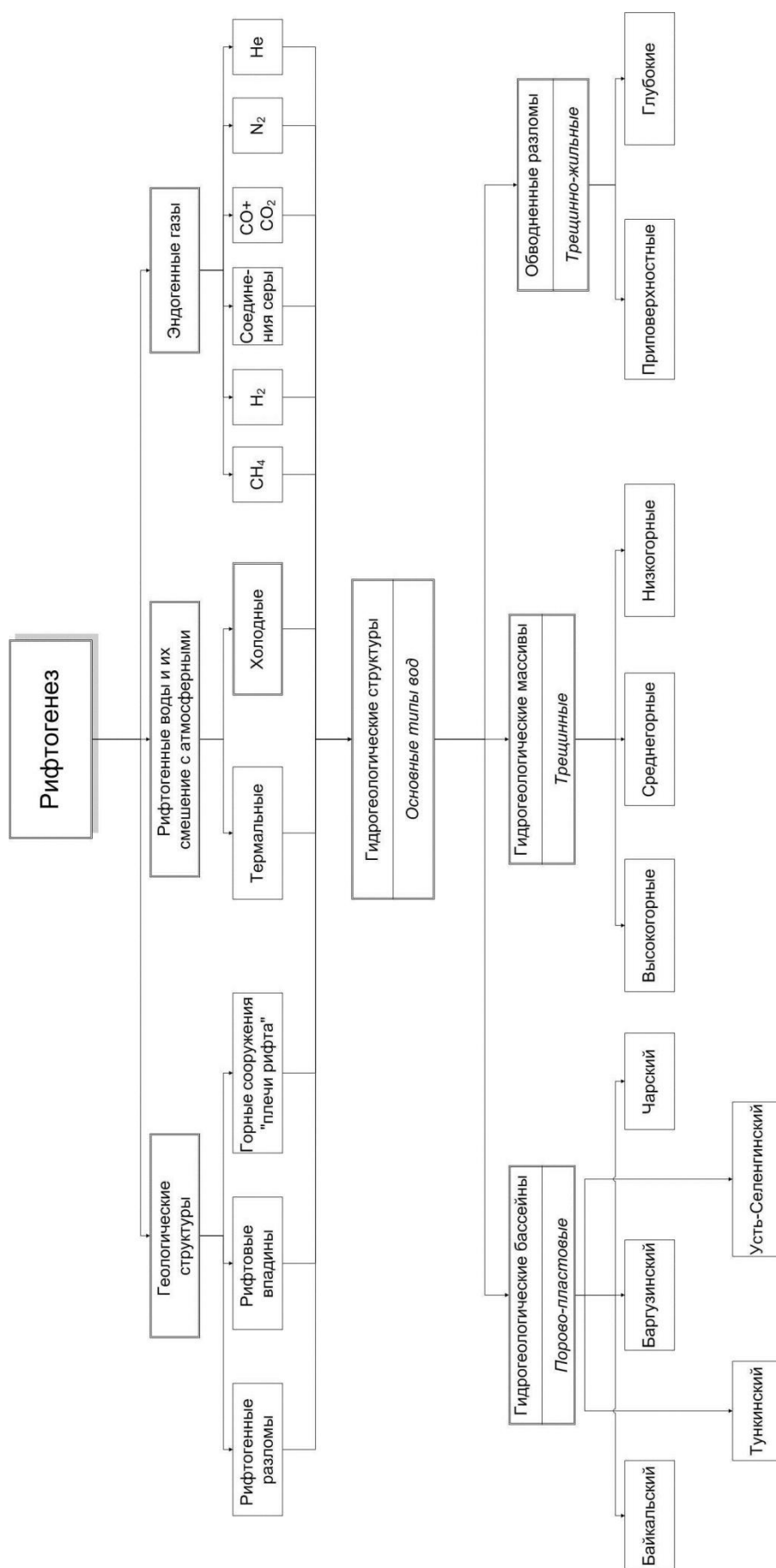


Рисунок. Схема формирования структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона

Литература

1. Диденков Ю.Н., Бычинский В.А., Ломоносов И.С. О возможности существования эндогенного источника пресных вод в рифтовых геодинамических условиях // Геология и геофизика. – Новосибирск: Гео, 2006. – т.47, №10. – С. 1114 – 1118.
2. Диденков Ю.Н., Склярова О.А., Чернышова З.В., Брензей В.И., Вергун А.В. Анализ микрокомпонентного состава природных вод Байкальской рифтовой зоны // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований. Материалы Всерос. науч.-техн. конф. «ГЕОНАУКИ». Вып. 10. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2010. – С. 167 – 172.
3. Мац В.Д., Уфимцев Г.Ф., Мандельбаум М.М. и др. Кайнозой Байкальской рифтовой впадины. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2001. – 249 с.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕДУГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД**А.С. Чистохин**Научный руководитель доцент Л.А. Васютич
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Ведугинская площадь расположена в центральной, миогеосинклинальной зоне Енисейского кряжа в пределах горбилковской структурно-фациальной зоны в юго-западной части Панимбинского антиклинория, ограниченного с запада зоной Татарского глубинного разлома, контролирующего размещение золото-сульфидного оруденения Енисейского кряжа. Территория сложена терригенными, карбонатно-терригенными отложениями верхнего протерозоя (сухопитской, тунгусикской и киргитской серий). Регион является малоизученным в гидрогеологическом отношении. Исследования в этой области проводились, главным образом на локальных объектах при разведке золоторудных месторождений и поисково-разведочных работах на подземные воды для водоснабжения крупных объектов: Олимпиадинского, Эльдорадо. Работы регионального плана немногочисленны, последняя из них посвящена разработке легенды серии Енисейская для гидрогеологической съёмки масштаба 1:200 000. Ведугинское золоторудное месторождение занимает водораздельную часть междуречья Ведуга и Малая Ведуга и характеризуется тремя видами режима подземных вод: водораздельным, склоновым и прибрежным. На основе материалов производственной практики, которая была пройдена автором в ЗАО «Красноярская буровая компания» в должности техника-геолога произведен анализ геолого-гидрогеологических условий Ведугинского месторождения подземных вод.

Ведугинское месторождение подземных вод, находится в пределах Ведугинского месторождения рудного золота, расположенного на территории Северо-Енисейского района Красноярского края. Данное месторождение подземных вод выявлено с целью хозяйственно-питьевого водоснабжения объектов горнодобывающего и перерабатывающего предприятия.

Месторождение подземных вод приурочено к центральной части Больше-Питского гидрогеологического складчатого массива Енисейской гидрогеологической складчатой области. Преобладающее на площади района работ распространение метаморфических пород предопределило развитие преимущественно трещинного типа проницаемости. В целом для месторождения характерна прямая зависимость водообильности протерозойских отложений от степени их тектонической нарушенности и степени выветрелости [4].

Ведугинское месторождение подземных вод, относится к третьей группе сложности геологического строения и гидрогеологических условий (месторождения и участки недр с очень сложными геологическим строением, гидрогеологическими, водохозяйственными, экологическими и горно-геологическими условиями) и по геолого-гидрогеологическим условиям относится к месторождению в потоках трещино-жилых вод. Это объясняется неоднородными фильтрационными свойствами водовмещающих пород в разрезе, представленных преимущественно зонами экзогенной трещиноватости, невыдержанной мощностью и строением водоносных комплексов [1].

Основная особенность месторождения – это приуроченность более водообильных участков к долине реки Ведуга и зонам тектонических нарушений. Глубина распространения обводненных трещинных зон не превышает 100 метров. Основную роль в формировании эксплуатационных запасов в данном случае играют естественные и привлекаемые ресурсы, формирующиеся за счет поверхностных вод.

Покровные отложения маломощны – от нескольких десятков сантиметров до первых метров, у подножий склонов до 10 м. В их составе присутствует значительное количество глинистого материала, что определяет слабую водообильность. На большей части площади водоносный комплекс покровных отложений имеет сезонный характер. Максимальное его распространение приурочено к периодам инфильтрационного питания снеготалыми и дождевыми водами. Нижним относительным водупором служат менее трещиноватые коренные породы, причём их проницаемость в этой зоне снижена за счёт присутствия глинистого материала продуктов выветривания.

При переходе к летней межени мощность обводнённой толщи сокращается в связи с постепенным оттоком в нижележащий комплекс и за счёт испарения. Благодаря сильной расчленённости рельефа важное место занимает латеральный отток. В итоге водораздельные и склоновые части оказываются полностью сдренированными и водоносный комплекс покровных отложений сохраняется преимущественно только в долинах водотоков, устьях логов и нижней части пологих склонов. В зимнюю межень, в связи с промерзанием деятельного слоя, его распространение дополнительно сокращается. Вместе с тем, несмотря на спорадичность и

малую мощность, значение водоносного комплекса покровных отложений определяющее в процессе формирования подземных вод коренных отложений. Обладая значительно более высокими ёмкостными характеристиками, он является аккумулятором инфильтрующихся вод, препятствует поверхностному склоновому стоку и обеспечивает довольно продолжительный период питания основного водоносного подразделения месторождения – зоны открытой трещиноватости метаморфических пород [3].

Подъём уровня подземных вод начинается во второй половине апреля после устойчивого перехода суточной температуры воздуха через 0°C. Особенно интенсивно подъём уровней происходит в начале мая, за 1-2 недели уровни подземных вод повышаются на 15-20 м, после чего темп подъёма существенно замедляется и с середины июня начинается неуклонное снижение уровней, прерываемое непродолжительными и малоамплитудными (до 1-2 м, реже до 5 м) подъёмами вследствие интенсивных дождей. Периоды стабильного меженного положения уровней, характерные для равнинных территорий, здесь отсутствуют, форма графиков пилообразная, и определяется сочетанием географических и гидрогеологических особенностей территории: водораздельным положением участка работ, интенсивным снеготаянием и значительными запасами воды в снеге; низкими ёмкостными (резкий подъём) и фильтрационными (плавный спад) параметрами вмещающих пород. Таким образом, для 2005 г среднегодовой модуль стока для Малой Ведуги составляет 8,3 л/с*км², модуль подземного стока 2,5 л/с*км²; то же для руч. Золотого – 7,8 л/с*км² и 2,34 л/с*км². Таким же образом по измеренным расходам можно оценить распределение по площади среднегодового модуля подземного стока. Подземный сток в объёме 2,34 – 2,5 л/с*км² соответствует величине инфильтрационного питания не менее 76 мм/год.

По данным поисково-оценочных работ Ведугинского месторождения подземных вод автором выполнен гидродинамический расчет водозаборных скважин. На участке работ были проведены одиночные и кустовые откачки продолжительностью до 3 суток. По их результатам приняты для расчета следующие гидрогеологические параметры: коэффициент фильтрации $k=26,87$ м/сут, мощность водоносного горизонта 35 метров, коэффициент уводнепроводности $a=45,2 \cdot 10^3$ м²/сут.

Расчет водозаборных сооружений произведен по формулам для полуограниченного пласта с граничными условиями: $Q=\text{const}$ и $H=\text{const}$ [2]. Суммарный дебит водозаборных скважин был принят 1200 м³/сут. Расчетные понижения составили 4 м для условия $Q=\text{const}$ и 1,77 м для условия $H=\text{const}$, что не превышает допустимого понижения, равного 17,5 м. В ходе дипломного проектирования разрабатывается комплекс гидрогеологических исследований на стадии разведки с целью детализации условий формирования эксплуатационных запасов подземных вод, их качества и основных гидрогеологических параметров до степени, позволяющей обосновать рациональную схему водозабора.

Литература

1. Боровский Б.В., Дробноход Н.И., Язвин Л.С. Оценка запасов подземных вод. – К.: Выща. шк. Головное изд-во, 1989. – 407 с.
2. Мироненко В.А. Динамика подземных вод. – М.: Издательство Московского государственного университета, 2005. – 519 с.
3. Подземные воды мира: ресурсы, использование, прогнозы / Под ред. И.С. Зекцера. – М.: Наука, 2007. – 438 с.
4. Сидоренко А.В. Гидрогеология СССР: Том XVII Красноярский край и Тувинская АССР / Е.А.Басков, Е.Е.Белякова и др. – М.: Недра, 1977. – 476 с.

ОБ ИЗМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОД В ВОСТОЧНОМ ДОНБАССЕ

В.А. Чуркин

Научный руководитель профессор А.И. Гавришин

Южно-Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Длительное функционирование в Восточном Донбассе угледобывающего и углеперерабатывающего комплексов привело к многочисленным негативным последствиям в состоянии окружающей среды. Произошло интенсивное загрязнение поверхностных вод и атмосферы, изменение режима и баланса подземных вод, трансформация химического состава природных вод с образованием минерализованных вод.

В ходе работы было проанализировано сто девяносто одна проба. Результаты исследований отражены в таблицах 1,2.

Первый вариант, в который вошел один гидрогеохимический вид (табл.1) закономерных изменений химического состава грунтовых вод отражает природный процесс преобразования химического состава вод под влиянием многочисленных естественных факторов (климат, рельеф, интенсивность водообмена и т.д.) В нем преобладают воды преимущественно гидрокарбонатно-сульфатные и натриево-кальциевые.

Второй гидрогеохимический вариант (табл.1) ,в который вошли 5 гидрогеохимических видов, с ростом сухого остатка (СО). Увеличение концентраций сульфат-иона в 1,2,3 и 4 видах объясняется антропогенным фактором. В виде (3,01) концентрация сульфат-иона уменьшается. В данном варианте имеют место : в 1-м виде гидрокарбонатно-сульфатные, кальциево-натриевые воды, во втором, третьем и четвертом – сульфатные, кальциево-натриевые, а в шестом – хлоридно-сульфатные натриевые воды.

Третий вариант (табл.1) включает один гидрогеохимический вид. Воды данного вида являются содовыми, это объясняется обратной гидрогеохимической зональностью подземных вод [2].

Таблица 1

Состав однородных гидрогеохимических видов грунтовых вод Восточного Донбасса за 2010 г.

Вариант	Кол-во	Вид	pH	Компонент (мг/л и % - моль)						
				HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	C.O.
1	58	1,01	7,15	346	407	220	175	51,2	175	1350
				36	42	22	44	13	43	
2	64	1,02	7,14	490	1000	428	241	124	446	2680
				26	52	22	30	15	55	
	51	1,03	7,3	433	1230	356	272	127	446	2820
				22	61	17	32	15	53	
				3	2,01	7,06	438	2310	539	580
6	4,01	7,14	703	3260	207	425	311	912	5920	
			17	78	5	26	19	55		
6	3,01	7,02	364	1820	1310	389	210	1050	5120	
			10	52	38	24	13	63		
3	3	5,01	9,5	293	241	649	29,4	48,6	542	1670
				25	20	55	5	8	87	

Таблица 2

Средний состав однородных гидрогеохимических видов грунтовых вод Восточного Донбасса за 2010 г.

Вариант	Кол-во	Вид	pH	Компонент (мг/л и % - моль)						
				HCO ₃	SO ₄	Cl	Ca	Mg	Na	C.O.
1	58	1,01	7,15	346	407	220	175	51,2	175	1350
				36	42	22	44	13	43	
2	130	3,01	7,132	485,6	1924	568	381,4	190,6	697,6	4264
				17,6	62,8	19,6	30,8	15	54,2	
3	3	5,01	9,5	293	241	649	29,4	48,6	542	1670
				25	20	55	5	8	87	

Анализ однородных гидрогеохимических видов позволил выделить два основных типа вертикальной гидрогеохимической зональности, которые названы тенденциями формирования химического состава подземных вод и аналогичны для вод каменноугольных и меловых отложений.

Первая гидрогеохимическая тенденция является типичным представителем прямой гидрогеохимической зональности и характеризуется классической схемой преобразования состава вод от сульфатно-гидрокарбонатных кальциевых к хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатным смешанного катионного состава и далее к сульфатно-хлоридным и хлоридным натриевым.

Вторая геохимическая тенденция, отражаемая данной таблицей (табл.2), проявляется в формировании на значительных глубинах маломинерализованных вод содового типа. Первоначальное увеличение концентраций компонентов с глубиной сменяется уменьшением. Такая обстановка как раз и характеризуется как обратная геохимическая зональность.

Объемы и дебиты содовых вод с низкой минерализацией настолько значительны, что они существенно преобразуют состав водоотливов шахт и выявлены как самостоятельное, четвертое направление в изменении состава шахтных вод.

Наиболее популярными гипотезами появления такого рода вод являются инфильтрационная, ювенильная, дегидратационная и испарительно-конденсационная. Инфильтрационный фактор, сопровождающийся процессами перехода компонентов в подземные воды, оказывает наиболее существенное влияние на формирование состава рассматриваемых вод до глубины 250-300 м.

Литература

1. Гавришин А.И., Корadini А., Мохов А.В., Бондарева Л.И. Формирование химического состава шахтных вод в Восточном Донбассе. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2003. – 187 с.
2. Гавришин А.И., Корadini А. Происхождение и закономерности формирования химического состава подземных и шахтных вод в Восточном Донбассе. // Водные ресурсы, 2009. – Т. 36, № 5. – С. 564-574.

3. Гавришин А.И. Количественный анализ природных и техногенных гидрогеохимических закономерностей. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2012. – №2. – С.37-42.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОЧНОСТИ ВЕНДСКИХ ГЛИН

Е.Г. Шигорина

Научный руководитель профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В Европейской части России широко распространены вендские отложения, сложенные глинами с прослоями песков. Они залегают на глубине 20 м и имеют мощности более 100 м. Эти отложения требуют инженерно-геологического изучения, так как они являются геологическим основанием большинства высотных сооружений. Вендские глины являются относительно прочными и представляют собой грунт, имеющий свойства твердой глины и полускального грунта одновременно. В странах, где такие грунты наиболее распространены, существует специальный термин Mudstone, что можно перевести как «окаменевшая глина» (рис 1) [1].



Рис.1. Слоистая текстура вендских глин

Оценка анизотропии вендских глин

Для оценки механических свойств вендских глин был выполнен ряд полевых и лабораторных испытаний. Из-за слоистой текстуры отложений одним из самых важных параметров являлся показатель анизотропии. Для оценки анизотропии глин были проведены компрессионные испытания с приложением нагрузки перпендикулярно и параллельно к слоистости. На рисунке 2а представлены изменения модуля деформации E_{oed} в зависимости от глубины отбора образца при приложении нагрузки перпендикулярно к слоистости. Из графика видно, что значение E_{oed} увеличивается с ростом глубины, однако эти изменения происходят не равномерно, а скачкообразно. Резкое падение напряжения наблюдается после 100 м глубины, что объясняется наличием гдовского водоносного горизонта, который располагается ниже 100 м от поверхности. Водосодержащими породами этого горизонта являются трещиноватые глины с прослоями песков.

На рисунке 2б представлены изменения модуля деформации в зависимости от глубины отбора образца при приложении нагрузки параллельно к слоистости. Также можно наблюдать тенденцию увеличения модуля деформации в зависимости от роста глубины отбираемых образцов. Однако стоит отметить, что численные значения модулей значительно выше, чем при испытаниях с приложением нагрузки перпендикулярно к слоистости.

Изменения фактора анизотропии с глубиной представлены на рисунке 3. Эти изменения не постепенные, а скачкообразные, но имеют тенденцию возрастать с ростом глубины. Таким образом, анизотропия слоистости вендских глин оказывает огромное влияние на их механические свойства.

Результаты испытаний

Данные испытаний вендских глин показали, что одометрический модуль деформации при приложении нагрузки перпендикулярно к слоистости варьируется от 27 до 545 МПа, при приложении нагрузки параллельно к слоистости – от 27 до 900 МПа, показатель анизотропии – от 0,64 до 4, 46, влажность образцов – от 0,105 до 0,215, число пластичности – от -1,25 до -0,14 [2].

Заключение

Вендские глины имеют очень высокую прочность, но их механические и физические параметры не постоянные по глубине залегания. Образцы с больших глубин имеют большие значения модулей деформации, фактора анизотропии, меньшие значения влажности. Принимая во внимание все эти показатели, вендские глины могут быть прочным геологическим основанием для строительства, с одной стороны, но, с другой стороны, они очень не стабильны из-за своей слоистой текстуры, что выражается в высоких показателях анизотропии.

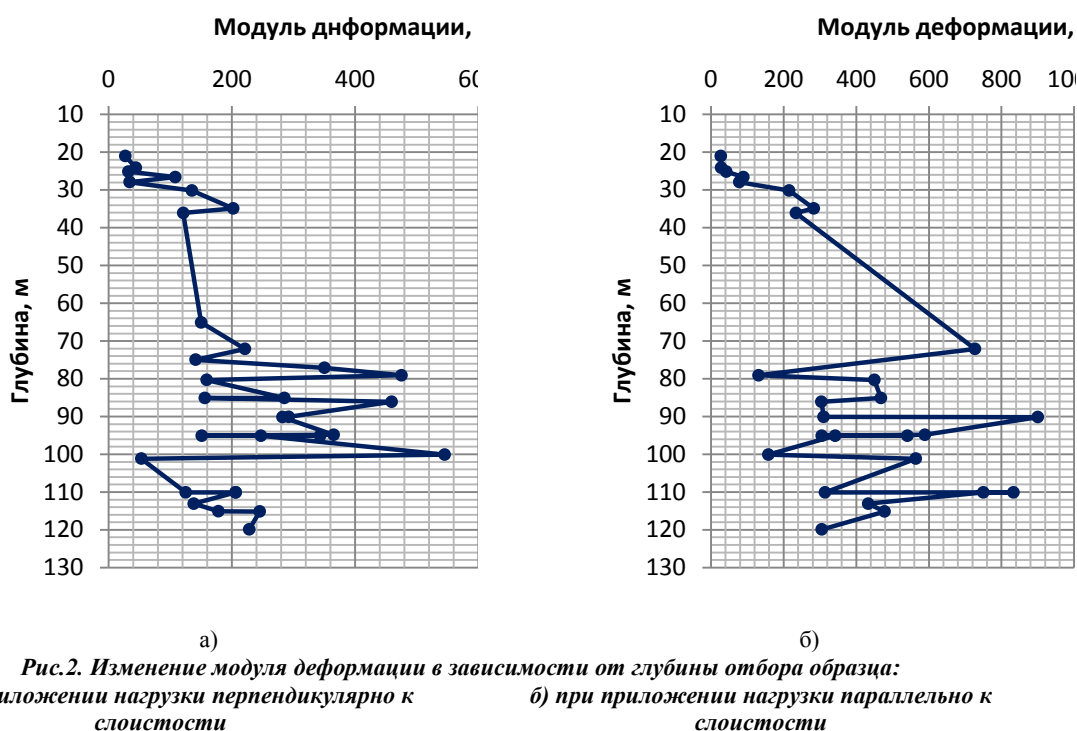


Рис.2. Изменение модуля деформации в зависимости от глубины отбора образца:
 а) при приложении нагрузки перпендикулярно к слоистости
 б) при приложении нагрузки параллельно к слоистости

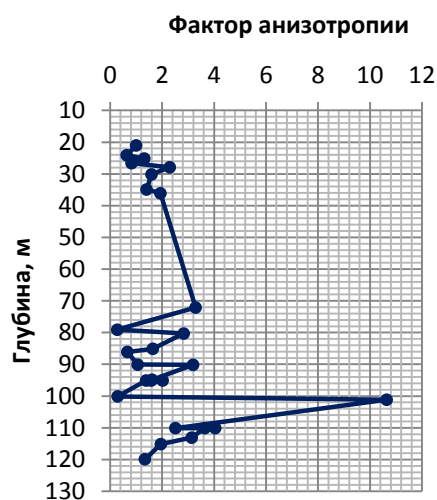


Рис.3. Изменение фактора анизотропии в зависимости от глубины отбора образца

Литература

1. Петрухин В. «Геотехнические аспекты башни ОДЦ «Охта», «Высотные здания», Москва: НИИОСП, 2010.
2. Шигорина Е. Г. Инженерно-геологические условия и проект изысканий под строительство общественно-делового центра «Лахта» в г. Санкт-Петербург. Томск: НИТПУ, 2012. 143 с.

ВЛИЯНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЕСЧАНЫХ ГРУНТОВ НА ИХ ВОДОПРОНИЦАЕМОСТЬ (НА ПРИМЕРЕ ГРУНТОВ ТЕРРИТОРИИ Г.КОЛПАШЕВО).

А.В. Шрамok, Ю.А. Верховых

Научный руководитель старший преподаватель Н.Н. Бракоренко
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании зданий и сооружений важно изучить состав и физико-механические свойства горных пород, слагающих участок строительства. В настоящее время, одной из важнейших характеристик определяющей физико-механические свойства песчаных грунтов является гранулометрический состав. Он

выражает процентное содержание в породе групп частиц – фракций различных размеров, взятых по отношению к весу абсолютно сухой породы [1,2].

В данной работе изучено влияние гранулометрического состава на водопроницаемость пород. В основу работы положен фактический материал, полученный авторами в процессе личных экспериментов по определению гранулометрического состава и водопроницаемости песчаных грунтов, отобранных с площадки строительства в г.Колпашево.

В геоморфологическом отношении площадка имеет относительно спокойный рельеф, перепад абсолютных отметок 61-65 метров.

В геологическом строении принимают участие аллювиальные отложения второй надпойменной террасы р.Оби, р.Кети и их притоков. Они представлены песками пылеватыми, мелкими, средними, редко крупными. С увеличением глубины разности сменяются более крупными. Часто встречаются прослой и линзы суглинков, глин, супесей. Физико-механические свойства отложений изменяются в широких пределах. Пески неоднородны по показателям плотности, по степени влажности – от маловлажных до насыщенных водой. Глинистые отложения второй надпойменной террасы по пластичным свойствам преимущественно суглинки и супеси, редко глины, по физико-механическим свойствам неоднородны.

Уровень грунтовых вод залегает на глубине 1,3-10,6 метров. Разгрузка горизонта происходит путем подземного стока в первую террасу и пойменную часть долины. Водообильность отложений значительна. Химический состав вод отложений второй террасы чаще всего гидрокарбонатный кальциево-магниевый, реже гидрокарбонатно-хлоридный кальциево-натриевый.

В лабораторных условиях был применен прямой метод гранулометрического анализа пород – ситовой [3]. Этот метод позволяет определять содержание в породе фракций диаметром более 0,1 мм. Подготовка пород к гранулометрическому анализу не занимает много времени. Порода нужно привести в состояние максимально возможного раздробления, разрушая как неустойчивые, так и частично устойчивые агрегаты механическим воздействием – растиранием в фарфоровой ступке пестиком с резиновым наконечником. Затем, каждый образец грунта рассеивают на ситах диаметром от 1см до 0,1 мм.

Коэффициент фильтрации пород был определен в лабораторных условиях с помощью трубки СПЕЦГЕО [4]. Для каждого образца грунта был определен коэффициент фильтрации в предельно-рыхлом и предельно-плотном сложении.

Таким образом, исследуемые грунты представлены песками мелкими, однородными, несугфозионными, средне сортированными и песками средними, однородными, несугфозионными, средне сортированными, а также пылеватыми [5]. Интегральные кривые их гранулометрического состава приведены на рисунке.

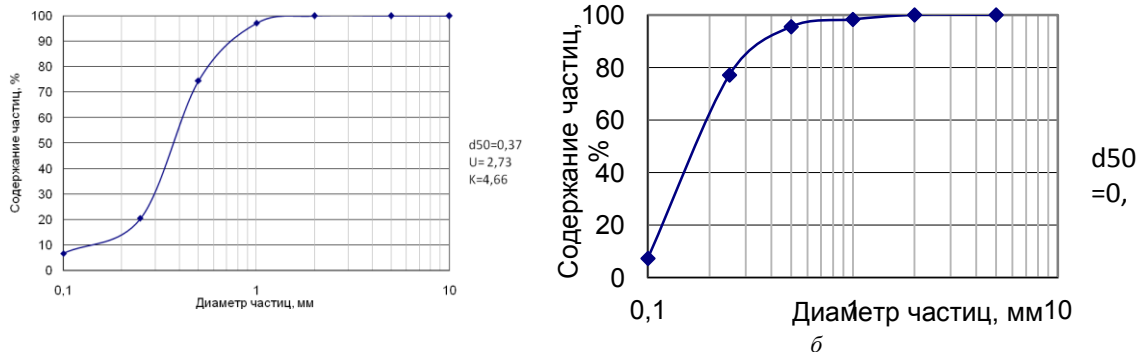


Рис. Суммарные кривые гранулометрического состава (а – песка мелкого, б – песка среднего)

В таблице 1 приведены данные по гранулометрическому составу и коэффициенту фильтрации опробованных грунтов. Таким образом, для среднезернистого грунта характерно изменение коэффициента фильтрации в пределах 0,82-2,47 м/сут, для песка мелкого значения коэффициента фильтрации изменяется в пределах 0,21-0,74 м/сут, для песка пылеватого – 0,12-0,55 м/сут. Коэффициенты корреляции пылеватых и средних песков приведены в таблице 2.

Таким образом, исследуя корреляционную зависимость гранулометрического состава пылеватых и средних песков от коэффициента фильтрации в предельно плотном и предельно рыхлом состоянии, выяснили, что с увеличением процентного содержания частиц более 0,25 мм увеличиваются значения коэффициента фильтрации, а содержание частиц размера менее 0,25 мм обратно пропорционально коррелируют с коэффициентом фильтрации.

Полученные в результате выводы позволяют дать качественную оценку водопроницаемости грунтов по их гранулометрическому составу.

Таблица 1

Гранулометрический состав грунтов и их водопроницаемость

Наименование песка по ГОСТ 25100-2011	Количество проб	Кф min в предельно рыхлом, м/сут	Кф max в предельно рыхлом, м/сут	Кф min в предельно плотном, м/сут	Кф max в предельно плотном, м/сут
Мелкий	5	0,21	0,74	0,11	1,11
Средний	10	0,82	3,44	0,49	1,15
Пылеватый	10	0,12	0,55	0,06	0,21

Таблица 2

Корреляционная зависимость песков от их коэффициента фильтрации

	2,0-5,0	1,0-2,0	0,5-1,0	0,25-0,5	0,1-0,25	<0,1	Характеристика песка
Кф (пп)		0,31	0,35	0,52	-0,45	-0,48	Пылеватый
Кф(пр)		0,39	0,42	0,59	-0,52	-0,55	
Кф (пп)	0,90	0,80	0,83	0,54	-0,97	-0,15	Средний
Кф(пр)	0,31	0,37	0,24	0,60	-0,27	-0,96	

Литература

1. Ломтадзе В.Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород – М.:Недра, 1972. – 320 с.
2. Крамаренко В.В. Грунтоведение/ Учебное пособие. Томск, ТПУ, 2011. 431 с.
3. ГОСТ 12536-79 Грунты. Методы лабораторного определения грансостава (зернового) и микроагрегатного состава.
4. ГОСТ 25584-90 Грунты Методы лабораторного определения коэффициента фильтрации.
5. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

ОПЫТ ПРОГНОЗА ПОДТОПЛЕНИЯ ЛЕССОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Е.В. Щекочихина, И.Ю. Кузьменко, Е.А. Степанова

Научный руководитель профессор Ю.И. Олянский

Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет, г. Волгоград, Россия

Особенности инженерно-геологического строения территории г. Кишинева является: почти повсеместное распространение лессовых просадочных грунтов мощностью до 20-30 м, залегающих на водоупорных глинах или песках неогена различной мощности и пересеченный рельеф, проявляющийся в наличии небольших плоских или овальной формы водоразделов с хорошо развитыми условиями поверхностного стока. Природными дренами являются многочисленные балки и овраги, способствующие с одной стороны сбору и отводу поверхностных вод с застроенных территорий, а с другой – служащие природными дренами подземных вод.

В связи с проводимыми инженерно-геологическими исследованиями для целей сейсмического микрорайонирования территории города, расположенной в 7 бальной сейсмической зоне, сотрудниками АН Молдавии выполнялись работы по прогнозированию подтопления на вновь застраиваемых участках города. Исходным материалом для исследований послужили застроенные территории города, на которых уже активно развивалось потопление. Были детально изучены инженерно-геологические условия отдельных застроенных микрорайонов и проанализированы закономерности обводнения лессовых толщ различной мощности, литологического состава, условий залегания и распространения в увязке с рельефом и условиями дренированности территории, т.е. с тем, что называется *пассивными факторами подтопления* [1,4]. Главным концептуальным положением, служащим основой работы, явилось следующее: *активные факторы* неизбежно сопутствуют строительному освоению территории, однако характер обводнения и его интенсивность определяются совокупным действием *пассивных факторов*, таких, как: геологическое строение, геоморфология, рельеф, мощность и литологический состав лессовых пород, характер отложений, подстилающих лессовую толщу, дренированность территории, гидрогеологические условия.

Анализ природных факторов, вызывающих подтопление территории города и обуславливающих его характер, свидетельствует, что главными из них являются: мощность лессовой толщи, литологический состав подстилающих лессовую толщу отложений, мощность толщи подстилающих песков, расстояние до фронта разгрузки грунтового потока, уклон поверхности между подтапливаемой площадкой и ближайшим эрозионным врезом, дренирующим поверхностные воды. Для подтверждения полученных выводов и определения степени

влияния этих показателей на прогнозируемый процесс все они разделены на три группы: геоморфологические, геолого-гидрогеологические и гидрогеологические.

В соответствии с первой теоремой физического подобия [5] у подобных явлений безразмерные комплексы (комбинации) величин, отражающие связи между существенными характеристиками явления, соответственно равны. Принимая условие, что подтопление различных территорий города выражает подобные явления, можно определить весовые коэффициенты участия различных показателей природных характеристик в данном процессе. Каждой группе признаков соответствует определенный инженерно-геологический критерий.

Геоморфологический критерий, отражающий геоморфологическое строение района, принимается соответствующим среднему уклону поверхности между подтапливаемой площадкой и ближайшим эрозийным врезом, дренирующим поверхностные воды. *Геолого-гидрогеологический критерий*, отражающий литологическое строение зоны аэрации и длину пути фильтрации подземных вод, принимается соответствующий выражению:

$$(N_l + N_n) / l_\phi \quad (1)$$

где: N_l - мощность лессовой толщи; N_n - мощность толщи подстилающих песков; l_ϕ - длина пути фильтрации подземных вод до фронта разгрузки.

Гидрогеологический критерий, определяющий высоту подъема (h_n) подтопленного уровня на определенный период и расстояние до фронта разгрузки подземных вод (l_ϕ), принимается соответствующий выражению:

$$h_n / l_\phi \quad (2)$$

Результаты расчетов весовых коэффициентов, приведенные в таблице, показывают, что все указанные факторы оказывают влияние на подтопление, однако вклад их различен. Решающее значение имеют гидрогеологические факторы, доля вклада других факторов значительно меньше. Тем не менее, для получения объективных сведений о развитии процесса все они должны учитываться в равной степени.

Прогноз подтопления лессовых территорий заключается в решении трех задач:

- а) определение вида подтопления («скрытое» или «явное»);
- б) определение средней скорости подъема уровня подземных вод;
- в) определение глубины залегания подтопленного уровня.

Таблица
Весовые коэффициенты влияния различных природных факторов на скорость подтопления территории г. Кишинева

Средняя скорость подъема уровня подземных вод (м/год)	Природные факторы		
	геоморфологические	геолого-гидрогеологические	гидрогеологические
0,0-0,2	0,001	0,003	0,996
0,2-0,4	0,271	0,580	0,149
0,4-0,6	0,004	0,133	0,863
Более 0,6	0,107	0,146	0,747
Среднее	0,096	0,216	0,688

а) решающим фактором при определении вида подтопления является дренирование лессовых толщ. «Скрытое» подтопление имеет место на участке с очень хорошими условиями дренирования, когда в основании лессовой толщи лежит региональный дренирующий горизонт. Для территории г. Кишинева это известняки среднего сармата, либо гравийно-галечниковые породы и крупные пески, обеспечивающие хорошие условия фильтрации подземных вод к областям разгрузки. Во всех остальных случаях застройка территории и неизбежное проявление активных факторов вызывает «явное подтопление» - подъем уровня подземных вод, скорость и высота которого обусловлены геолого-геоморфологическими и гидрогеологическими условиями [3,4].

б) определение возможной средней скорости подъема уровня подземных вод может производиться с использованием вероятностно-математического метода, в основе которого лежит теорема Байеса [2].

В качестве прогнозных признаков используются следующие: мощность лессовой толщи и подстилающих песков, средний уклон поверхности между площадкой прогнозируемого подтопления и областью дренирования поверхности вод, расстояние до области разгрузки грунтового потока.

По интенсивности возможного подтопления участки делятся на 4 вида:

а) слабоподтопляемые – средняя скорость подъема уровня подземных вод 0-0,3 м/год; б) среднеподтопляемые – 0,3-0,6 м/год; в) сильноподтопляемые – 0,6-0,9 м/год; г) очень сильно подтопляемые > 0,9 м/год. Рассчитаны эмпирические оценки вероятностей факторов для участков различной степени подтопления.

в) Определение глубины подтопленного уровня – одна из сложнейших задач прогнозирования. Ввиду того, что на территории города известен только один сравнительно небольшой участок с завершившимся процессом подтопления, использование вероятностно-статического метода для решения этой задачи не представляется возможным. При определении этой величины можно руководствоваться следующими

положениями, основанными на глубоком и всестороннем изучении характера развития процесса на территории города:

- для участков, в пределах которых в зоне аэрации распространены только лессовые породы или лессовые толщи подстилаются пылеватым песком мощностью не менее 6-8 м, подтопление центральной части территории осуществляется до глубины 1-2 м, в области же разгрузки грунтового потока глубина залегания подтопленного уровня находится в соответствии с отметкой в области дренирования;

- для участков, в пределах которых лессовые породы подстилаются мелкими и пылеватыми песками мощностью более 15 м, глубина подтопленного уровня не превышает отметки кровли песков;

- для участков с мощностью толщ подстилающих песков 8-15 м глубина установившегося уровня находится в зависимости от геоморфологических условий и близости области разгрузки грунтового потока и, как правило, превышает глубину 3-4 м.

Указанная методика прогнозирования использована для составления «Схематической прогнозной карты подтопления территории г. Кишинева» в масштабе 1:25000

Литература

1. Гончаров В.С. К вопросу прочности грунтов лессовых оснований в связи с явлениями подтопления зданий и сооружений, строящихся на просадочных грунтах. – Кишинев, 1981. – С.12-4.
2. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятностей. – М.: Физматгиз, 1967.
3. Олянский Ю.И., Гончаров В.С. Техногенные изменение влажности в лессовых грунтах города Кишинева // Подготовка оснований зданий и сооружений, строящихся на просадочных грунтах. – Кишинев, 1982. – С.26-28.
4. Олянский Ю.И., Гончаров В.С. Влияние пассивных факторов подтопления на подъем уровня грунтовых вод на территории г. Кишинева // Сб. ВИНТИ, 1983. – №6. – 12с.
5. Розовский Л.Б., Зелинский И.П. Инженерно-геологические прогнозы и моделирование. – Одесса, 1975. – 115с.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЧИВОСТИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ГЛИНИСТЫХ СУБАЭРАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

А.М. Янников

Научный руководитель доцент А.Э. Курилович

Воронежский государственный университет, г. Воронеж, Россия

Ни для кого не секрет, что в настоящее время проведение качественных инженерно-геологических изысканий является необходимым условием обеспечения устойчивости любых инженерно-технических сооружений. Для повышения их информативности, целесообразно находить новые способы получения и интерпретации информации о грунтовых условиях активной зоны основания фундаментов. Одним из таких способов является поиск корреляционных зависимостей между физико-механическими свойствами грунтов определённых генетических типов, развитых на конкретных территориях.

Такая работа была проведена по результатам инженерно-геологических изысканий, выполненных ОАО «Курск ТИСИЗ» в городе Курск по улице Бойцов 9-ой дивизии в 2010 г, для обоснования проектирования торгового центра, материалы собраны автором при прохождении производственной практики на данном предприятии. Площадка проектируемого строительства находится на водораздельном пространстве рек Сейм и Тускарь. Верхнюю часть разреза слагают средне-верхнечетвертичные глинистые отложения.

Очевидно, что между составом, строением и свойствами грунтов существуют взаимосвязи [3]. Зависимости между величинами могут быть корреляционными и функциональными. Последние позволяют по значению одних величин получать точные значения других. Корреляционная же зависимость существует между независимыми величинами и носит вероятностный характер. Между тем корреляционные зависимости отражают реально существующие причинно-следственные связи между явлениями. Изучение таких зависимостей между отдельными показателями состава, строения и свойств грунтов имеет важное значение: оно позволяет вскрыть причины, порождающие проявление тех или иных свойств; глубже проникнуть в сущность самих свойств; понять роль того или иного фактора в их формировании. С практической точки зрения установление корреляционных зависимостей между показателями состава, строения и свойств грунтов позволяет оценить с определённой точностью показатели трудно определяемых свойств на основе более легко получаемых [1,2].

Мерой зависимости между коррелируемыми величинами является коэффициент корреляции r , величина которого заключена строго в интервале $-1 \dots +1$. При $r = 0$ корреляция теряется, при $r > 0,9$ весьма тесная, при $r = 0,9 - 0,7$ тесная, при $r = 0,7 - 0,5$ слабая корреляционная связь.

Эмпирическое выявление зависимости между показателями свойств x и y начинают с нанесения результатов эксперимента на соответствующую координатную плоскость. Если нанесённые эмпирические точки образуют «облако», то производится их статическая обработка и подбирается простейшая линейная зависимость. Чаще всего это функция, описываемая линейным уравнением типа $f = kx + b$.

Где x – это показатели состава или свойств грунтов, а k и b – эмпирические коэффициенты.

Коэффициенты этой зависимости рассчитываются по методу наименьших квадратов, а для оценки вклада переменных используются определённые критерии. Обычно для прогноза на основе корреляционных связей показателей физико-механических свойств используются следующие показатели состава и строения грунта: влажность; коэффициент пористости; пористость; число пластичности; влажность на границе текучести; показатель консолидации. Степени влажности и др. Предпочтение отдаётся наиболее информативному и непосредственно определяемому показателю или их совокупности [3,4].

Автором был проведён поиск корреляционных зависимостей между следующими показателями:
 Плотностью грунта и глубиной его залегания;
 Коэффициентом пористости и глубиной залегания;
 Коэффициентом пористости и величиной удельного сцепления;
 Коэффициентом пористости и углом внутреннего трения;
 Верхним и нижним пределами пластичности.

Длина выборки составляла 50 значений. По перечисленным показателям были построены точечные диаграммы (рис. 1-3) и произведён расчет коэффициента корреляции [5]. При установлении наличия функциональной зависимости, на график выносились линии тренда и выводились уравнения линейной регрессии. Для анализа данных использовалась программа Excel.

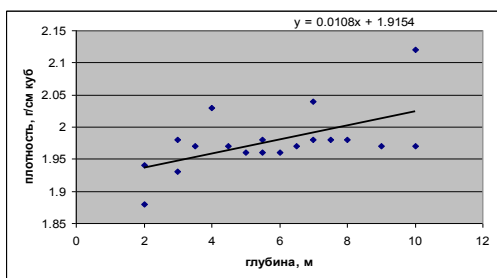


Рис. 1. График зависимости плотности от глубины

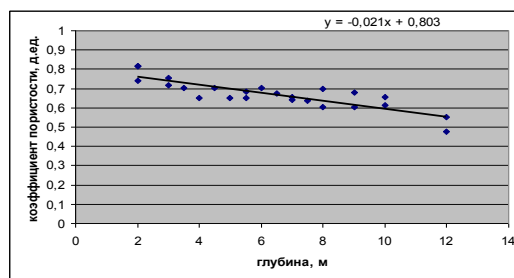


Рис. 2. График зависимости коэффициента пористости от глубины

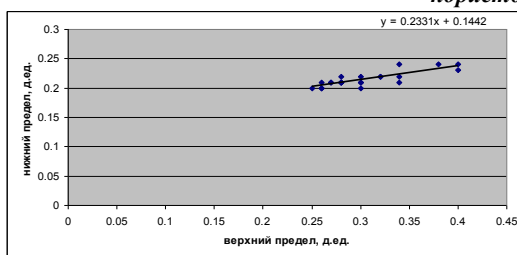


Рис. 3. Зависимость верхнего предела пластичности от нижнего

Между значениями плотности и глубиной залегания грунтов зафиксирована слабая корреляционная связь ($r = 0,58$). Между значениями коэффициента пористости и глубиной залегания установлена тесная корреляционная зависимость ($r = -0,78$). Повышение плотности и уменьшение пористости грунта с глубиной их залегания обусловлено влиянием веса вышележащей грунтовой толщи.

Зависимости сцепления и угла внутреннего трения от коэффициента пористости не установлено (значения r составляют $-0,45$ и $0,43$).

Между верхним и нижним пределами пластичности имеется тесная корреляционная зависимость ($r = 0,83$).

Использование выведенных уравнений линейной регрессии (рис 1-3) позволит существенно повысить информативность инженерно-геологических изысканий. Для предварительных геотехнических расчётов могут рассчитываться значения коэффициента пористости и плотности грунта на конкретной глубине. Частные значения верхнего предела пластичности могут быть определены по значениям нижнего предела пластичности, что позволит оптимизировать объёмы лабораторных исследований при проведении дополнительных изысканий на данном участке и сопредельных территориях.

Представляется перспективным дальнейшее совершенствование методики анализа и обобщения результатов проведения инженерно-геологических изысканий.

Литература

1. ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация – М.: МЕТКС, 1995 – 29 с.
2. ГОСТ 20522-96 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний – М.: ГУП ЦПИ, 1996 – 26 с.
3. Сергеев Е.М. Инженерная геология / Е.М. Сергеев – М.: Изд-во МГУ, 1982. – 248 с.
4. Трофимов В.Т. Грунтоведение: учебник / В.Т. Трофимов – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 715 с.
5. Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Анализ данных на компьютере / Под ред. В.Э. Фигурнова – М.: ИНФРА-М, Финансы и статистика, 1995. – 385 с.

Секция 7

ГИДРОГЕОХИМИЯ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЯ ЗЕМЛИ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГИДРОГЕОЭКОЛОГИИ

В.И. ВЕРНАДСКИЙ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ГИДРОГЕОЛОГИИ

С.Л. Шварцев

**Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО
РАН, г.Томск, Россия**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В этом году исполняется 150 лет со дня рождения великого русского ученого *Владимира Ивановича Вернадского*, которого называют последним энциклопедистом в истории науки. И сегодня он непревзойден по широте охвата науки, естествознания в целом. Он является основателем геохимии, гидрогеохимии, биогеохимии, учения о ноосфере, многих разделов минералогии. Не меньше он сделал и для гидрогеологии, хотя именно эта сторона его деятельности до сих пор, по-нашему мнению, оценена не полностью.

Ровно 80 лет назад в 1933 г. была издана первая часть знаменитой книги В.И. Вернадского «История природных вод», полный выпуск которой был завершен в 1936 г., хотя работа продолжалась и позже [1]. Сам автор об этой книге отзывался так: «Книга эта является не только первой минералогией земных вод, но и охватывает ее в таком аспекте, в каком многочисленные исследователи вод к ней не подходили, но который позволяет сделать выводы, имеющие значение не только для минералога или геохимика, но и для биолога, геолога и геофизика» [с.16]. С высот сегодняшнего времени можно смело говорить о большом значении этой книги для всего естествознания.

Выход в свет этой книги, занимающей исключительно важное место в творческом наследии ученого, вызвал восторженные отзывы современников. И это естественно, ибо «История природных вод» В.И. Вернадского – уникальная по глубине проникновения в тайны гидросферы книга, которая до сих пор не имеет не только аналогов в мире, но даже какого-либо приближения к ее содержанию по ступку развитых идей. Поражают недоступные пока никому широта и глубина охвата поднятых в ней проблем геологии воды, взаимодействия природных вод и живого вещества, особой роли воды в становлении и развитии жизни, геологической истории Земли, всего окружающего мира, планет солнечной системы.

В этой книге, не только минералогической, но в значительной мере и философской, рассматриваются значение воды в строении и геологической истории Земли, неразрывная связь воды с твердым веществом земной коры, газами и органическим веществом, взаимодействие Земли с другими планетами Солнечной системы, понятие, о геосферах, слагающих земную кору, характеризующихся каждая своими водами и отвечающими им неоднородными равновесиями, состояние энергетики планеты, исключительно плодотворная идея о диссимметрии гидросферы, определяющей характер протекающих в ней различных природных процессов, значение воды для человека и множество других интереснейших вопросов. Беспрецедентна первая в мировой литературе классификация природных вод, насчитывающая 485 минералов группы воды, 129 семейств, 39 подцарств и 19 царств. Монография поражает своим объемом и неординарностью решения рассматриваемых в ней проблем. По сути, каждая мысль этой непревзойденной никем книги – источник мудрости, до конца неосознанной современной наукой. Поэтому проблема осознания, распространения и введения в научный оборот учения В.И. Вернадского по геологической истории природных вод стоит как никогда остро. И эта острота со временем, безусловно, будет возрастать.

В своей книге В.И. Вернадский впервые в мире, прежде всего, раскрывает совершенно особое положение воды на нашей планете. Он писал: «Вода стоит особняком в истории нашей планеты. Нет природного тела, которое могло бы сравниться с ней по влиянию на ход основных, самых грандиозных, геологических процессов. Нет земного вещества – минерала, горной породы, живого тела, которое бы ее не заключало. Все земное вещество – под влиянием собственных воде частичных сил, ее парообразного состояния, ее вездесущности в верхней части планеты-ею проникнуто и охвачено. Не только земная поверхность, но и глубокие – в масштабе биосферы – части планеты определяются, в самых существенных своих проявлениях, ее существованием и ее свойствами. Природная вода охватывает и создает всю жизнь человека. Едва ли есть какое-нибудь другое природное тело, которое бы до такой степени определяло его общественный уклад, быт, существование [1, с.20].

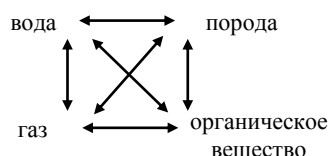
Таких цитат можно привести неисчислимое количество. Можно сказать, что В.И. Вернадский воспел воду и ее особую роль в становлении истории нашей планеты и жизни на ней. Он полностью поддерживал идеи французского зоолога Р. Дюбуа о том, что жизнь это «одушевленная вода» – «eau animée».

В.И. Вернадский в своей книге первым рассмотрел воду с минералогических позиций, показав, что она представляет не один минерал, а группу водных минералов, количество которых превышает 1500, а перечислено им 485 (позже число минералов он увеличил до 600). Минерал же в геологии по Б.М. Кедрову является базовой единицей, определяющей фундаментальные особенности геологических объектов. Минерал по В.И. Вернадскому, меняя свои свойства (химический состав, физические свойства, геолого-географическое

положение и др.), образует многочисленную группу минералов, которые непохожи один на другой (например, лед, туман, молочная река) и которые создают особое разнообразие мира.

В то же время все природные воды едины – важнейшее эмпирическое заключение В.И. Вернадского, играющее фундаментальную роль в выявлении специфики гидросферы как особой оболочки Земли. «Все природные воды, где бы они ни находились, всегда связаны между собой и представляют единое целое. Все, что происходит с любой водой в одном каком-нибудь месте, отражается в действительности на всей ее земной массе» [1, с. 630]. Такое единство природных вод, имеющее полную аналогию с живым веществом, по В.И. Вернадскому определяется двумя основными явлениями: 1) чрезвычайно легким переходом воды в термодинамических условиях земной коры из одного фазового состояния в другое и 2) постоянным присутствием в воде газовых компонентов: природная вода всегда газовый раствор.

Особое значение В.И. Вернадский придавал взаимодействию между основными компонентами окружающего мира: водой, породой, различными газами и органическим веществом (живым и мертвым). Его знаменитое равновесие в системе стало общепризнанным, вошло во все учебники по геохимии и гидрогеологии и является базовым для современных наук о земле в целом:



Собственно величие В.И. Вернадского состоит в том, что в эпоху, когда все геологические процессы и явления связывали в основном с деятельностью мантии (собственно такая позиция и сегодня доминирует в геологии), он фактически отверг роль огня и показал, что главной является система вода–порода–газ–органическое вещество, взаимодействие компонентов которой служат движущей силой созидания всего окружающего мира.

Борьба В.И. Вернадского за определяющую роль воды в развитии геологических процессов была многоплановой. Он придавал огромное значение горячим водам, поступающим из глубоких частей земной коры, в образовании минеральных жильных руд. В этом плане он высоко оценивал роль Г. Вернера и других непунистов в решении проблемы рудообразования. По его мнению «водное происхождение минеральных жил из своеобразных водных растворов» прочно вошло в научную мысль при Г. Вернере [1, с.232]. В тоже время В.И. Вернадский неуклонно отстаивал идею о большой роли вод биосферы в горячих восходящих растворах, отвергая их ювенильный характер.

Таким образом, В.И. Вернадский последовательно раскрывает роль природных вод в геологической истории земли и показывает многогранность ее участия в самых важных геологических и биологических процессах. При этом лейтмотивом выступает взаимодействие в системе вода–порода–газ–органическое вещество.

В развитие идей В.И. Вернадского в последние годы нам удалось показать, что в системе вода–порода–газ–органическое вещество особенно интересной является взаимодействие воды с породой. Оказалось, что система вода–порода является равновесно-неравновесной во всех, без исключения, участках земной коры: водный раствор всегда неравновесен с отдельными минералами магматического или метаморфического генезиса, но одновременно равновесен с определенной гаммой вторичных минеральных фаз. Это обстоятельство определяет способность воды непрерывно растворять одни минералы и формировать все новые и новые вторичные продукты, а также, что не менее важно, разнообразные геохимические типы воды, строго ассоциированные с конкретным видом вторичного минерала. Особенно важно, что эта система обладает механизмами внутренней эволюции, которая протекает независимо ни от каких внешних факторов [2]. Это в корне меняет наше представление об эволюции в неживой материи и показывает, что связующим звеном водно-геологических и биологических систем выступает вода.

Внутренне противоречивый характер системы вода–порода определил ее способность к непрерывной, геологически длительной эволюции с образованием принципиально новых минеральных, а позже и органических соединений, равновесных с параметрами окружающей среды, а потому и особо устойчивых, которых, как и новых геохимических типов, ранее на Земле не было. В этом суть одного из главных геологических явлений нашей планеты, определивших ход многих грандиозных процессов литогенеза, рудообразования, формирования состава гидросферы, глобальной эволюции и происхождения жизни [3]. Все это нам позволило выявить механизмы и предложить программу глобальной эволюции [4].

Вслед за Ж.Б. Ламарком, который понимал гидрогеологию как науку о геологической деятельности воды, включая основные процессы разрушения и образования различных типов горных пород, В.И. Вернадский пытался показать еще более широкое поле для гидрогеологии, включая минералогии и геохимию воды, ее рудообразующую функцию, роль в геологической истории земли, включая эпохи горообразования, оледенения, выветривания и т.д. Говоря другими словами, В.И. Вернадский последовательно создавал новое учение о геологии воды, построенное на идеях эволюции системы вода–порода–газ–органическое вещество, особым положением воды в истории земли ее единстве и способности к многообразию форм [5].

Создавая геологию воды, В.И. Вернадский показывал новый путь для развития гидрогеологии, которая, по его мнению, чрезмерно сузила объект своих исследований. В этой связи он писал: «Гидрогеология в подавляющей обычной части своей работы чрезвычайно сузила свои задачи, свела их практически только к

выяснению геологического положения вод, их движения и к очень неполному, явно недостаточному, представлению о их химическом составе» [1, с.648].

К сожалению, путь, проложенный Ж.Б. Ламарком и В.И. Вернадским до сих пор для гидрогеологии недосытаем, хотя отдельные идеи этих великих ученых развиваются успешно [6]. Так, после работ В.И. Вернадского наиболее широко состояние гидрогеологии рассмотрел Е.В. Пиннекер в многотомной монографии «Основы гидрогеологии» (1980 – 1984 гг.), который развивал представление о гидрогеологии как науке не о подземных водах, а о подземной гидросфере и взаимодействии последней с другими оболочками Земли [7, с. 12]. Тем самым была сделана попытка расширить границы исследований этой науки и, в частности, показать роль воды в развитии не только отдельных геологических процессов, но и Земли в целом. Среди нетрадиционных для гидрогеологии можно назвать работы о дренажной оболочке земной коры, о глубинной гидросфере земли, о горных (поровых) растворах, о геологическом круговороте воды и др., но это только отдельные работы, которые не охватывают всю подземную гидросферу.

Вслед за В.И. Вернадским мы также считаем, что гидрогеология слишком сузила задачи своих исследований, хотя по своему внутреннему содержанию она, как никакая другая из наук о воде, подготовлена не только для того, чтобы стать ведущей наукой о геологии воды, но и возглавить учение о земных водах в целом. Обусловлено это тем, что гидрогеология способна изучать не просто подземную воду, а ее взаимодействие с горными породами, газами и органическим веществом. Непрерывное же взаимодействие – первый признак систем, способных к прогрессивной эволюции. Тем самым гидрогеология потенциально подготовлена к изучению общих свойств и механизмов эволюционирующих водно-геологических и всех биологических систем [8].

Мы уверены, что исследование гидрогеологией взаимодействия с горными породами, газами, органическим веществом резко расширит ее границы и выведет в число лидирующих среди всех геологических наук. Это может произойти уже в ближайшие 20 – 30 лет, если гидрогеология резко расширит границы своих исследований.

Литература

1. Вернадский В.И. История природных вод. – М.: Наука, 2003. – 751с.
2. Шварцев С.Л. Внутренняя эволюция геологической системы вода–порода // Вестник РАН. – Москва, 2012. – №3. – С. 242 – 251.
3. Шварцев С.Л. Фундаментальные механизмы взаимодействия в системе вода – горная порода и ее внутренняя геологическая эволюция // Литосфера. – Екатеринбург, 2008. – № 6. – С. 3 – 24.
4. Шварцев С.Л. Вода как главный фактор глобальной эволюции // Вестник РАН. – Москва, 2013. – Т.83. – № 2. – С. 235 – 244.
5. Шварцев С.Л. В.И. Вернадский – основатель учения о геологии воды // Проблемы поисковой и экологической геохимии Сибири. – Томск: ТПУ, 2003. – С.35 – 41.
6. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Кирюхин В.А., Швец В.М., Чудаев О.В. В.И. Вернадский и основные направления развития современной гидрогеохимии // Геохимия. – Москва, 2006. – № 6. – С. 672 – 688.
7. Пиннекер Е.В., Писарский Б.И., Шварцев С.Л., Богданов Г.Я., Борисов В.Н., Караванов К.П. Основы гидрогеологии. Общая гидрогеология. – Новосибирск: Наука, 1980. – 231 с.
8. Шварцев С.Л. Взаимодействие в системе вода–порода как новая база для развития гидрогеологии // Тихоокеанская геология. – Хабаровск, 2008. – № 6. – С. 5 – 16.



Профессор Павел Афанасьевич Удодов

ПРОФЕССОР ПАВЕЛ АФАНАСЬЕВИЧ УДОДОВ И ЕГО УЧЕНИКИ В СТАНОВЛЕНИИ И РАЗВИТИИ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СИБИРИ

**Ю.Г. Копылова, А.А. Хващевская, Н.В. Гусева,
А.А. Лукин, С.Л. Шварцев, Е.А. Солдатова**
*Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, г. Томск, Россия*

Профессор Павел Афанасьевич Удодов – основатель Томской гидрогеохимической школы, родился 25 октября 1903 г. в г. Томске – центре обширной губернии, занимавшей восточную часть Западной Сибири. В 1918 г. Павел Афанасьевич окончил начальное училище. С молодых лет он проявлял постоянный интерес ко всему новому в окружающей действительности. Поэтому не случайно он стал студентом Ползуновского механического техникума в г. Барнауле, который закончил в 1923 г. Железнодорожный транспорт был в то время одной из наиболее оснащенных в техническом отношении отраслей хозяйства. После окончания техникума работал помощником машиниста на Сибирской железной

дороге. Здесь Павел Афанасьевич познакомился с изыскателями и строителями, увлекся изучением горных пород и геологическими исследованиями.

В 1925 г. поступил на геологическое отделение ТГУ, а в 1927 г. перевелся на геологический факультет Сибирского (Томского) технологического института, оформившегося в августе 1930 г. в Сибирский геологоразведочный институт. В конце 1930 г. он окончил его, получив диплом горного инженера по новой специальности «Инженерная геология и гидрогеология», основанной проф. М.И. Кучиным по инициативе академика М.А. Усова. Выпускников было двое – будущие доктора геолого-минералогических наук профессор П.А. Удодов и член-корреспондент АН СССР А.С. Хоментовский.

В период обучения в институте П.А.Удодов проводил самостоятельные исследования в Канском районе по выявлению соляных источников для расширения сырьевой базы Троицкого солеваренного завода. После окончания вуза он в Кузбассе руководил гидрогеологической партией. Исследования выполнял в тесном контакте с М.И. Кучиным, который в это время являлся научным консультантом по вопросам инженерной геологии и гидрогеологии строящегося горно-промышленного комплекса Кузбасса. Павел Афанасьевич изучал условия обводненности угольных месторождений, выполнял ответственные заключения по безопасной эксплуатации шахтных предприятий, участвовал в обосновании проектов строительства новых городов и поселков. Им прогнозированы большие запасы хозяйственно-питьевых подземных вод в юрских отложениях Кузнецкого бассейна, что позволило выявить в них крупные месторождения пресных вод, столь необходимые для организации водоснабжения жителей Кузбасса. Им впервые дана оценка гидрогеологических условий железорудных месторождений Горной Шории. Он выполнил также комплексные геологические и гидрогеологические исследования на Березовском месторождении огнеупорных глин. Полученные результаты были им доложены на I-й конференции производительных сил Сибири и представлены в 1941 г. в «Материалах по геологии Западной Сибири».

В 1934 г. по приглашению М.И. Кучина Павел Афанасьевич начал работать преподавателем на кафедре гидрогеологии и инженерной геологии Томского индустриального (с 1944 г. – политехнического) института, где трудился до последних дней своей жизни. Во второй половине 30-х годов он выполнял работы, наряду с преподавательской деятельностью, на юге Западно-Сибирского артезианского бассейна. Были получены уникальные материалы, характеризующие гидрогеологические особенности древних долин в Барабинской низменности, вмещающие большие запасы пресных подземных вод, изучение которых привело к открытию крупных месторождений. Во время Отечественной войны он выполнял изыскания для строительства локальных водозаборов для заводов г. Томска, проводил поиски и разведку месторождений подземных вод в связи с водоснабжением рудников и поселков в Кузбассе, Омской и Томской областях, Алтайском крае и других регионах. Наряду с этим, занимаясь преподавательской деятельностью, он вел работу как заместитель начальника научно-технической части политехнического института (ТПИ). В 1945 г. П.А. Удодов защитил кандидатскую диссертацию по теме «Гидрогеологические условия юго-западной части Барабы».

Тридцатые и сороковые годы были временем становления науки о геохимических особенностях природных вод. Большое значение в этом отношении представляли исследования выдающегося ученого В.И. Вернадского, который опубликовал в это время работы по геохимии и истории природных вод. Влияние идей В.И. Вернадского было велико, и П.А. Удодов творчески их воспринимал, уделяя большое внимание изучению химического состава подземных вод и регулярно знакомясь с публикациями по этой тематике. Его заинтересовали, в частности, немногочисленные в то время сведения о химическом и микробиологическом составе вод рудных месторождений. Он обратил особое внимание на статью Е.А. Сергеева (1946 г.), в которой характеризовался водный поток рассеяния одного из сульфидных месторождений Алтая.

Увлеченный возможностью разработки методики поисков рудных месторождений на основе изучения микрокомпонентного состава природных вод, Павел Афанасьевич вместе со старшим преподавателем кафедры аналитической химии ТПИ Иваном Петровичем Онуфриенком – знатоком особенностей водных растворов, и своей супругой Ольгой Владимировной Удодовой – преподавателем кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ТПИ, проделали очень большую экспериментальную работу, в результате которой была создана методика, получившая широкое признание как «Метод ТПИ». Этот метод заключался в определении большого числа рассеянных элементов в водах, который позволил вести широкие гидрогеохимические исследования в Сибири на принципиально новом уровне.

В 1952 г. по договору с управлением «Енисейстрой» Павел Афанасьевич организовал первую в СССР гидрогеохимическую партию, сформированную в основном из студентов геологоразведочного факультета ТПИ, которая проводила поиски рудных месторождений в бассейне верхнего течения р.Томи. Положительные результаты явились основанием для обширных опытно-методических исследований в Горном и Рудном Алтае, Западном и Восточном Саянах, Забайкалье, Кузнецком Алатау, Приморском крае, Кузбассе, Кольвань-Томской зоне, Салаире, на севере Сибирской платформы, Кураминском и Алайском хребтах Средней Азии, Енисейском кряже. Результаты гидрогеохимических работ были обобщены и явились базой для открытия многих рудных месторождений, стали



*Доктор геолого-минералогических наук
Юрий Сергеевич Парильов*

основой курса «Гидрогеохимия», который впервые в стране начал читать П.А. Удодов уже в 1959 г. Эти материалы легли в основу его докторской диссертации, защищенной им в 1971 г., на тему «Гидрогеохимия и ее практическое значение при гидрогеохимических поисках месторождений полезных ископаемых».

Энтузиазм и одержимость П.А. Удодова в разработке нового метода поисков полезных ископаемых увлекали студентов и молодых сотрудников, способствовали их профессиональному росту и дальнейшему развитию гидрогеохимии и совершенствованию гидрогеохимическому методу поисков полезных ископаемых. Среди первых учеников Павла Афанасьевича – пять докторов и 18 кандидатов геолого-минералогических наук.

Наиболее масштабные гидрогеохимические исследования проводились с 1957 г. под руководством П.А. Удодова и его ученика (ныне доктора наук, профессора, заведующего кафедрой гидрогеологии и инженерной геологии Тюменского государственного нефтегазового университета) В.М. Матусевича в Колывань-Томской складчатой зоне. Результаты успешной многолетней работы в этом и других регионах были обобщены в монографии П.А. Удодова, И.П. Онуфриенка и ученика Павла Афанасьевича, ныне доктора наук Ю.С. Парилова «Опыт гидрогеохимических исследований в Сибири», опубликованной в 1962 г. в г. Москве издательством «Высшая школа», а также в монографии «Гидрогеохимические поиски в условиях полужакрытых геологических структур Томь-Яйского междуречья», выполненной совместно с В.М. Матусевичем и Н.В. Григорьевым в 1965 г. (Томск: Изд-во ТГУ). По материалам этих исследований В.М. Матусевичем защищена кандидатская диссертация в 1964 г. и успешно проведены первые в СССР региональные гидрогеохимические исследования на территории Колывань-Томской складчатой зоны, результаты которых опубликованы в монографии: «Гидрогеохимические исследования Колывань-Томской складчатой зоны» (1971 г.) и представлены в «Методическом руководстве по гидрогеохимическим поискам рудных месторождений» (М.: Недра, 1973 г.) предназначенном для работников геологической службы страны.



**Профессор
Евгений Антонович Пономарев**



**Профессор
Степан Львович Шварцев**

В период становления гидрогеохимических поисков планомерные гидрогеохимические исследования выполнялись также на Салаире, где большой вклад в их развитие внес ученик и последователь Павла Афанасьевича – Евгений Антонович Пономарев. После окончания в 1954 г. Томского политехнического института он работал геологом, главным инженером в полевых и тематических партиях. Работая на производстве, Евгений Антонович закончил заочную аспирантуру при кафедре минералогии ТПИ и в 1962 г. первым из учеников Павла Афанасьевича защитил кандидатскую диссертацию на тему «Геохимические методы при поисках сульфидных месторождений на Салаире». Научные интересы Пономарева Е.А. всегда были связаны с вопросами региональной геологии, гидрогеохимии и охраны окружающей среды изучаемых регионов. Этому была посвящена его докторская диссертация на тему «Гидрогеохимические методы оценки перспектив рудоносности закрытых и слабо обнаженных территорий при региональных исследованиях», которую он защитил в мае 1984 г. в Институте геохимии СО АН СССР в г. Иркутске. С 1985 г. Евгений Антонович Пономарев работал в Тюменском нефтегазовом университете профессором кафедры петрографии и минералогии, а с 1986 г. – заведующим этой кафедры и с 1995 г. – профессором кафедры геологии и петрографии.

Большое внимание П.А. Удодов уделял выяснению возможностей осуществления гидрогеохимических поисков в зоне многолетней мерзлоты. В этой связи в середине 50-х годов им были организованы отряды, проводившие работы в таких условиях в высокогорных районах Алтая. Наиболее успешными оказались исследования, выполненные его учеником (ныне доктором наук профессором, заведующим кафедрой гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии ТПУ) С.Л. Шварцевым в 1959 г. на северо-западе Сибирской платформы в Норильском районе с целью поисков месторождений в зоне многолетней мерзлоты. В 1964 г. по материалам этих исследований С.Л. Шварцев под руководством П.А. Удодова защитил кандидатскую диссертацию на тему «Формирование химического состава подземных вод в районах сульфидных месторождений в условиях развития многолетнемерзлых пород». По полученным данным им впервые в мировой практике разработана теория и методика применения гидрогеохимического метода поисков месторождений рудных полезных ископаемых в условиях криолитозоны, что способствовало открытию ряда перспективных объектов в Норильском районе, в частности, с участием Е.Е. Кузьмина – также ученика П.А. Удодова. Развивая этот цикл исследований, Степан Львович обобщил данные по геохимии вод зоны гипергенеза всего мира, собрал оригинальный материал по составу вод всех ландшафтных зон земного шара и опубликовал широко ныне

известную монографию «Гидрогеохимия зоны гипергенеза», которая выдержала уже два издания (1978 и 1998 гг.) В этой работе с новых позиций рассмотрены многие вопросы геохимии и формирования подземных вод, равновесия их с горными породами, геохимии процессов выветривания, получен принципиально новый вывод о соотношении состава воды с горными породами, на новой методологической основе рассчитан подземный химический вынос, впервые в мировой практике рассчитаны кларки более 50 элементов для пресных подземных вод. В 1979 г. он защищает в МГУ докторскую диссертацию на тему: «Формирование химического состава подземных вод зоны гипергенеза», основывает и развивает новое научное направление «Геологическая эволюция системы вода–порода».

П.А. Удодов был большим энтузиастом – организатором научных исследований и в 1963 г. ему было поручено научное руководство проблемной геологической лабораторией (ныне проблемная научно-исследовательская лаборатория гидрогеохимии Научно-образовательного центра Вода), заведующими которой последовательно были кандидаты геолого-минералогических наук В.М. Матусевич, П.Н. Паршин, кандидат химических наук Р.С. Солодовникова, Э.С. Рычкова, кандидат геолого-минералогических наук Ю.Г. Копылова. Развитию фундаментальных исследований в области гидрогеохимии способствовало создание, разработка и внедрение новых методов анализа химического, газового, микробиологического, изотопного состава вод в проблемной лаборатории. На этой основе проводились экспериментальные исследования по обогащению вод химическими элементами, изучению химической активности горных пород, рассматривались вопросы миграции химических элементов, направленные на теоретическое обоснование возможностей гидрогеохимических поисков полезных ископаемых. Новизна проводимых исследований подтверждена удостоверениями о регистрации (№ 7712 от 16 сентября 1957 г. «Метод получения концентратов тяжелых металлов из природных вод при гидрогеохимических поисках рудных месторождений», авторы П.А. Удодов и И.П. Онуфриенок; № 24910 от 24 июля 1961 г. «Химическая активность горных пород и минералов по отношению к ионам водорода», авторы П.А. Удодов и И.П. Онуфриенок, П.В. Кристалев, Р.С. Солодовникова; № 25227 от 25 сентября 1961 г. «Прослеживание гидрогеохимическим методом зон тектонических нарушений, скрытых под толщей рыхлых отложений», авторы П.А. Удодов, В.М. Матусевич; № 36145 от 6 апреля 1963 г. «Миграция ртути и некоторых других элементов в природных водах в бикарбонатной форме», авторы П.А. Удодов, В.М. Матусевич.

Павел Афанасьевич большое внимание уделял роли органического вещества в миграции химических элементов, в частности полиметаллов и ртути, переходных форм серы в миграции золота, особенностей распространения в подземных водах тяжелого стабильного изотопа-дейтерия, изотопного состава углерода с целью решения научных и практических задач поисков полезных ископаемых проводились уже в период становления гидрогеохимических исследований. Результаты этих исследований нашли отражение в кандидатских диссертациях Р.С. Солодовниковой (1967 г.), Л.Л. Шабынина (1967 г.), В.Г. Иванова (1970 г.), Н.М. Шварцевой (1972 г.), Ю.Г. Копыловой (1978 г.), З.В. Лосевой (1981 г.) и депонированной монографии Н.К. Григорьева (1989 г.).

В 70-е годы под руководством П.А. Удодова в проблемной лаборатории получили широкое развитие фундаментальные научные исследования по изучению геохимии поровых растворов горных пород Сибири. Наиболее широко экспериментальные лабораторные и полевые исследования проводились с 1963 г. на площади крупнейшего в мире Васюганского торфяного массива под руководством П.А. Удодова и Н.М. Рассказова. При этом исследовался не только химический состав болотных и торфяных вод, но и микробиологическая специфика этих вод, а также поровых растворов в подстилающих торф породах. Для этого в коллектив был принят способный молодой микробиолог В.А. Шамолин, тщательно изучавший микрофлору торфов, болотных вод и растворов, отжимавшихся небольшим прессом из залегающих под торфом глинистых отложений.

Изучение состава поровых растворов пород этих территорий, а также нефтегазоносных площадей, проведенное при участии сотрудников А.Д. Назарова, Е.С. Коробейниковой, Н.М. Шварцевой, Н.А. Трифионовой и других, позволило установить наличие в них специфичной микрофлоры. В результате этих работ была выявлена огромная по масштабам среда обитания микроорганизмов в поровых растворах горных пород. Основные результаты этих исследований освещены в монографиях «Поровые растворы горных пород как среда обитания микроорганизмов» (Наука, 1981 г.) и «Геохимические особенности поровых растворов горных пород» (Недра, 1983). Результаты исследований защищены



**Профессор
Владимир Михайлович Матусевич**



**Профессор
Николай Михайлович Рассказов**

авторским свидетельством № 380701 от 14 февраля 1973 г. «Питательная среда для выделения бактерий вида *Thiobacillus ferrooxidans*» и представлены в кандидатских диссертациях Е.С. Коробейниковой (1982 г.), Н.А. Трифионовой (1994 г.) и докторской диссертации первого аспиранта Павла Афанасьевича Н.М. Рассказова «Гидрогеохимия рудных районов юга Западной и Средней Сибири» (в 1993 г.)

Коллектив проблемной лаборатории кроме этих исследований успешно осуществляет исследования по ряду направлений в области гидрогеохимии. Одним из них является эколого-гидрогеохимическое, основанное П.А. Удодовым, и успешно развиваемое сотрудниками данной лаборатории и кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии в настоящее время. Особо следует отметить стремление П.А. Удодова изучать гидрогеохимические условия не только открытых, но и закрытых геологических структур. В связи с этим под его руководством были начаты доцентом А.Д. Назаровым работы по изучению геохимии подземных вод нефтегазоносных территорий, которые продолжаются и в настоящее время.

Своеобразным итогом деятельности коллектива под руководством Павла Афанасьевича является выполненная его учениками Е.В. Пиннекером, С.Л. Шварцевым и др. монография «Гидрогеохимия» (Наука, 1982 г.), входящая в шеститомник «Основы гидрогеологии», ведущие авторы которого удостоены в 1986 г. Государственной премии СССР.

П.А. Удодов много внимания уделял установлению контактов между учеными и научными коллективами. По его инициативе в г. Томске были проведены четыре Всесоюзных гидрогеохимических совещания (1960, 1965, 1971, 1978 гг.) и подготовлены соответствующие сборники материалов. Он также принимал активное участие в различных конференциях вне г. Томска, был членом советов по защите диссертаций и членом геохимической секции наук о Земле Сибирского координационного Совета по геохимии.

Большое место в жизни Павла Афанасьевича принадлежало педагогической деятельности. С 1934 по 1945 гг. он работал старшим ассистентом и старшим преподавателем; с 1945 по 1966 гг. – доцентом, а с 1966 г. – профессором ТПИ. Им прочитаны курсы лекций по пяти специальным дисциплинам, в том числе по основанному им курсу «Поисковая гидрогеохимия».

За свой самоотверженный труд он награжден орденом «Знак почета» (1953 г.), «Орденом Ленина» (1967 г.), многими медалями и грамотами; дипломом за обоснование перспектив на открытие Томского месторождения подземных вод (1973 г.). Он автор более 150 печатных научных работ и 70 производственных отчетов. Павел Афанасьевич ушел из жизни 29 января 1981 г. и похоронен в г. Томске.

Гидрогеохимическое направление успешно развивается многочисленными учениками и последователями профессора П.А. Удодова. Гидрогеохимическую школу, основанную П.А. Удодовым, возглавляет в настоящее время профессор С.Л. Шварцев, последователь учения о природных водах В.И. Вернадского и основоположник теории геологической эволюции системы вода-порода.

Список некоторых публикаций профессора П.А. Удодова:

МОНОГРАФИИ:

1. Кучин М.И., Удодов П.А. Подземные воды Прокопьевского и Киселевского районов в Кузбассе // Материалы по геологии Западной Сибири, 1941. – №14. – Т.56. – С. 1 – 100.
2. Удодов П.А., Онуфриенок И.П., Париков Ю.С. Опыт гидрогеохимических исследований в Сибири. – М.: Высш. шк., 1962. – 190 с.
3. Удодов П.А., Матусевич В.М., Григорьев Н.В. Гидрогеохимические поиски в условиях полузакрытых геологических структур Томь-Яйского междуречья. – Томск: Изд-во ТГУ, 1965. – 201 с.
4. Гидрогеохимические исследования Кольвань-Томской складчатой зоны / Удодов П.А., Паршин П.Н., Левашов Б.М., Лукин А.А., Рассказов Н.М., Копылова Ю.Г., Коробейникова Е.С. Фатеев А.Д., Шестаков Б.И. – Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1971. – 283 с.
5. Методическое руководство по гидрогеохимическим поискам рудных месторождений / Удодов П.А., Шварцев С.Л., Рассказов Н.М., Матусевич В.М., Солодовникова Р.С. – М.: Недра, 1973. – 184 с.
6. Научные предпосылки освоения болот Западной Сибири / Под ред. И.И. Нейштадта / Назаров А.Д., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Шварцев С.Л. – М.: Недра, 1977. – С. 93 – 103.
7. Поровые растворы горных пород как среда обитания микроорганизмов / Удодов П.А., Коробейникова Е.С., Рассказов Н.М., Трифионова Н.А., Шамолин В.А., Назаров А.Д. – Новосибирск: Наука, 1981. – 176 с.
8. Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.И., Кононов В.И., Назаров А.Д., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Швец В.М. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. – Новосибирск: Наука, 1982. – 288 с.
9. Удодов П.А., Назаров А.Д., Коробейникова Е.С., Рассказов Н.М., Трифионова Н.А., Шамолин В.А., Шварцев С.Л. Геохимические особенности поровых растворов горных пород. – М.: Недра, 1983. – 40 с.

СТАТЬИ:

1. Удодов П.А. Опыт гидрогеохимических исследований на территории горных массивов Западной Сибири // Геохимические поиски рудных месторождений. – М.: Госгеолтехиздат, 1957. – С. 257 – 265.
2. Удодов П.А., Онуфриенок И.П., Кристалев П.В. Химическая активность горных пород и минералов по отношению к ионам водорода // Опыт разработки гидрохимических методов поисков рудных месторождений. – М.: Госгеолтехиздат, 1959. – С. 36 – 40.
3. Удодов П.А., Париков Ю.С. О некоторых закономерностях миграции металлов в природных водах. – Геохимия. – 1961. – №8. – С. 703 – 707.
4. Удодов П.А., Рассказов Н.М., Шварцев С.Л. Схема районирования территории Сибири для проведения гидрогеохимических поисков рудных месторождений // Геология и геофизика. – М., 1962. – №11. – С. 95 – 97.

5. Удодов П.А. Иван Петрович Онуфриенок // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – Москва, 1963. – №12.
6. Шварцев С.Л., Удодов П.А., Рассказов Н.М. Некоторые особенности миграции микрокомпонентов в нейтральных водах зоны гипергенеза // Известия вузов. Геология и разведка, 1974. – №4. – С. 84 – 89. Переведена на английский язык.
7. Удодов П.А., Коробейникова Е.С., Трифонова Н.А. и др. Роль микроорганизмов поровых растворов в формировании органического и микрокомпонентного состава подземных вод // VIII Межд. конгресс по орган. геохимии. – М.: 1977. – Т. 2. – С. 128 – 129.
8. Удодов П.А., Назаров А.Д., Быков В.Г. Подземные воды как нефтепоисковый показатель // VIII Межд. конгресс по орган. геохимии. – М., 1977. – Т.2. – 143 с.
9. Удодов П.А., Быков В.Г., Наливайко Н.Г., Назаров А.Д. Опыт применения гидрогазобиогеохимической съемки при поисках нефти и газа в пределах Западно-Сибирской плиты и Тунгусской синеклизы // Микробиол. пром-ть, 1977. – № 3. – С. 40 – 44.
10. Удодов П.А., Шварцев С.Л., Грищук Я.М. и др. Использование гидрогеохимического метода при поисках ртути // Геол. поиски рудн. м-ний в Сиб. и на Д. Востоке. – Новосибирск: Наука, 1978. – С.117 – 126.
11. Рассказов Н.М., Удодов П.А., Назаров А.Д. и др. Роль структурных и морфоструктурных факторов в формировании гидрогеохимических особенностей юго-восточной части Западной Сибири // Пробл. теоретич. и регион. гидрогеох. – М., 1979. – С. 185 – 189.
12. Шварцев С.Л., Удодов П.А., Рассказов Н.М. Вопросы формирования водных потоков рассеяния рудных месторождений // Геохим. методы поисков рудн. м-ний. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 135 – 141.
13. Удодов П.А., Рассказов Н.М., Шварцев С.Л. Применение гидрогеохимического метода поисков в Сибири // Геохим. методы поисков рудн. м-ний. и прогноза землетрясений: Матер. II Межд. симп. «Методы прикладной геохимии». – Новосибирск: Наука, 1983. – С. 4 – 8.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ С. МОЛЧАНОВО (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.Ю. Аксиненко

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема обеспечения населения качественной питьевой водой в настоящее время является одной из актуальнейших в связи с неудовлетворительным техническим состоянием существующих систем водоснабжения, загрязнением водоисточников, ухудшением санитарно-эпидемиологической обстановки. Особенно серьезная проблема существует с обеспечением питьевой водой сельского населения.

Данная работа основана на материалах производственной практики в ООО «Энергия-М» и результатах исследования химического состава воды, используемой для питьевого водоснабжения, с. Молчаново. Пробы были отобраны на выходе из скважины, крана и из колонки. Анализ проб был проведен в лаборатории НОЦ «Вода» ТПУ.

Село Молчаново находится на территории Молчановского района Томской области. Территория данного села расположена в зоне южной тайги. Центральная (основная) её часть локализуется в пределах долины р. Обь, занимая левобережную и правобережную поймы, участки второй надпойменной террасы. Восточная часть граничит с Чулымской наклонной равниной, а западная – с Васюганской наклонной равниной.

Отложения долины р. Оби представлены аллювием, сложенным песками, супесью, реже суглинками и глинами. Мощность залегающих аллювиальных слоев колеблется в пределах 10 – 20 м. Часто с поверхности аллювий замещается линзами и прослоями торфа мощностью до 5 м.

Сочетание природных условий способствовало формированию и развитию трех типов почв – пойменных, серых лесных (в левобережье) и дерново-подзолистых (правобережье).

Характер затопления паводковыми водами территории Молчановского района определяется наличием участка обширной поймы р. Оби и устьевой зоны крупного ее правого притока – р. Чулыма. Основные притоки на широком правобережье – реки Большая Соровская, Тадамга, Кудрина, Конная и, на сравнительно узком левобережье – Малый Татош.

С юга на север западную часть территории поселения 25-километровой полосой прорезает р. Обь. Долина р. Оби, ширина которой достигает 15 – 20 км и более, выделяется как особый элемент ландшафта со своеобразными почвенно-климатическими и другими природными особенностями.

В пойме р. Обь по рельефу, условиям образования и характеру отложений довольно четко выделяются три части: приустьевая, центральная и притеррасная. Рельеф поймы характеризуется наличием слабозаливаемых невысоких грив и межгривных понижений, большим количеством стариц, протоков, озер и сильно выраженных микрорельефом, представленным в виде изогнутых узких и длинных микропонижений и микроповышений [1].

Для обеспечения населения Томской области питьевой водой используют подземные воды отложений неоген четвертичного, палеогенового и мелового возраста. В большинстве случаев качество природных вод не соответствуют требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 [2] из-за характерных для Западной Сибири природных условий формирования их химического состава. В водах повышено содержание железа, кремния, марганца, бромидов, но повсеместно очень низкие концентрации фтора. Подземные воды обладают повышенной мутностью и нередко цветностью, так как в них присутствует повышенные концентрации растворенных

органических веществ гумидного типа. Поэтому перед использованием подземных вод в питьевых целях требуется специальная водоподготовка для удаления избытков железа, марганца, органических составляющих и других компонентов, улучшающая качество питьевых вод.

Для добычи подземных вод в с. Молчаново используют 22 скважины, которые эксплуатируют водоносный горизонт палеогеновых отложений юрковской свиты. Литологический состав водоносного горизонта – пески серые разномерные; глубина залегания кровли водоносного горизонта – от 65 до 150 м.; мощность горизонта – от 20 до 92 м. Скважины водозаборных участков учтены Кадастром подземных вод Томской области. Все скважины с. Молчаново имеют разведочно-эксплуатационное назначение. Каждая скважина оборудована павильоном и зацементированной приустьевой площадкой; глубина загрузки насоса – от 70 до 150 м. Химический состав вод в начале эксплуатации скважины № 28/79 приведен в табл. Тип добываемой воды – гидрокарбонатный магниевый или кальциевый. Водоподготовка заключается в освобождении воды от грубодисперсных примесей. Добыча подземных вод для с. Молчаново не должна превышать установленные объемы (лимиты) водопотребления – 341,05 тыс. м³ в год.

После водоподготовки вода поступает в распределительную сеть, однако износ систем коммунальной инфраструктуры составляет 96,6 %, при этом износ оборудования водозаборов – 97,22 %, а системы очистки воды – 96,43 %, системы транспортировки воды – 96,15 %. В данном случае возможный остаточный срок службы оборудования составляет 1 год, а удельный вес сетей нуждающихся в замене 94,44 %.

По данным исследования природной воды в НОЦ «Вода» минерализация воды колеблется от 549 до 645 мг/л; общая жесткость – от 6,5 до 6,7 мг-экв/л; водородный показатель pH – от 6,8 до 7,2.

По сравнению с 1992 г. в 2012 г. в воде, отобранной из скважины, увеличилось содержание NH₄ (в 2,4 раза), Cl⁻ (в 6,5 раз), Fe^{общ} (в 9 раз), также повысилась минерализация (в 2 раза).

Пробы, отобранные на выходе из крана и колонки не соответствуют ПДК по содержанию NH₄ и Fe^{общ}. Следовательно, вода, поступающая к потребителям, не соответствует СанПиН 2.1.4.1074-01 [2]. Также наблюдаются превышения по содержанию компонентов – цинк (9 ПДК), кремний (1,2 ПДК), свинец (7 ПДК).

Согласно [3] для решения технических и экологических проблем в с. Молчаново по направлению водоснабжение необходимо:

Таблица

Результаты химического анализа проб воды за 1992 и 2012 гг.

Компонент	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	pH	Окисляемость	Fe ^{общ}	Минерализация	
ПДК			2,5	350		500	6,5-9	7	0,3 (1)		
Ед. изм-ния	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л		мгО ₂ /дм ³	мг/л	мг/л	
Скважина	1992 г.	120,2	12,16	1,0	7,1	439	нет	7,09	4,8	0,37	374,0
	2012 г.	92	25,62	2,41	46	442	<2	6,85	3,4	3,31	645,42
колонка	68	39,04	3,31	10,64	415	<2	7,16	3,44	0,54	549,1	
кран	92	23,18	2,92	12,4	415	<2	7,13	2,72	0,82	558,95	

• Переоценка запасов, обустройство и ввод в эксплуатацию Молчановского месторождения подземных вод;

• Техническая реконструкция водозаборных скважин;
 • Бурение, обустройство и ввод в эксплуатацию новых водозаборных скважин;
 • Разработка проектов зон санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения, обустройство и соблюдение в их границах всех нормативных регламентов;

• Реконструкция существующих сетей на участках, требующих замены;
 • Разработка и внедрение экономического стимулирования рационального использования питьевой воды потребителями и производителями;
 • Внедрение автоматических систем регулирования работы сооружений водоснабжения.

В данный момент в с. Молчаново существует проблема подачи качественной воды населению. Вода имеет повышенное содержание такого тяжелого металла, как свинец, а также превышает ПДК по содержанию цинка, железа, кремния и кадмия. Повышенное содержание железа и кремния носит природный характер и характерно для всего региона. Содержание свинца, цинка и кадмия не характерно для природных вод с. Молчаново. Источники поступления не установлены, для уточнения химического состава вод необходимы дополнительные исследования.

В процессе дальнейшей работы для уточнения химического состава вод, используемых для питьевого водоснабжения, с. Молчаново будут проведены повторные анализы вод, оценено качество вод и проанализированы возможные источники поступления загрязняющих веществ.

Литература

1. Концепция проекта генерального плана Молчановского сельского поселения. Проектная документация, Пояснительная записка, Т. 1. – Томск: Томскагропромпроект, 2009. – 86 с.
2. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.
3. Схема территориального планирования Молчановского муниципального района Томской области. – СПб: Российский Институт урбанистики, 2011. – 29 с.

**ОЦЕНКА ОБЪЕМОВ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЙ РЕК В РАЙОНАХ НЕФТЕДОБЫЧИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИСТАНЦИОННЫХ ДАННЫХ**

М.Н. Алексеева, И.Г. Яценко

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Горизонтальное перемещение нефтепродуктов (геохимическая миграция) от диффузных (рассредоточенных) источников – нефтехранилищ, шламовых амбаров, нефтеловушек, нефтеразливов происходит с поверхностным стоком в реки Ханты – Мансийского АО, ухудшая их качество, и, как следствие, обостряя социальные проблемы, связанные с неблагоприятными изменениями в условиях жизни, в здоровье населения. В районах добычи углеводородного сырья реки испытывают антропогенное воздействие, в основном связанное с загрязнением нефтепродуктами, минерализованными водами, фенолами, химическими реагентами. Как показывает практика, значительная часть нефтезагрязнений (от 20 до 60 %) приходится на болота [1], на которых расположены истоки рек. Нефтедобыча на месторождениях зачастую ведется в поймах рек или нефтезагрязненные участки расположены вблизи русел рек, поэтому представляется актуальным разработка методики оценки смыва нефтепродуктов с нефтезагрязненных участков в реки с применением дистанционных данных и геоинформационных технологий.

В работе проводился расчет объемов смыва нефтепродуктов в реки с прилегающих нефтезагрязненных участков с применением дистанционных данных, доступных в сети Интернет космических снимков (КС) Landsat и ASTER GDEM. КС Landsat в инфракрасном диапазоне электромагнитного спектра используются для выявления нефтезагрязненных участков на территориях водосборов. Глобальная цифровая модель рельефа (Global Digital Elevation Model – GDEM) создана на основе данных ASTER (усовершенствованный спутниковый радиометр теплового излучения и отражения – Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer, имеет разрешение около 30 метров). Обработка и анализ данных ASTER GDEM проводились с использованием программного приложения Arc Hydro Tools [6] в среде геоинформационной системы ARC GIS, которое является специализированным гидрологическим приложением ARC GIS для моделирования и расчетов основных характеристик потоков воды и водосборов. С использованием Arc Hydro Tools на ASTER GDEM автоматически выделялись водосборы малых и средних рек. Для количественной оценки смыва нефтепродуктов применялась методика [2, 3], основанная на результатах полевых наблюдений.

В табл. приведены значения модуля смыва нефтепродуктов и приближенный среднегодовой объем выноса нефти, рассчитанные в нашей работе для малых рек притоков реки Большой Балык на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского АО.

Таблица

Средние значения модуля смыва (μ) и объема выноса (V) нефти на основе результатов полевых исследований 1996 – 1998 г. [2] и дистанционных данных 2000 г.

№	Малые реки	Площадь водосбора (км ²)	Модуль смыва нефтепродуктов (μ), мг/с км ²		Приближенный среднегодовой объем выноса нефти (V), т	
			1996 – 1998 гг.	2000 г.	1996 – 1998 гг.	2000 г.
1	Лагерная	43	10,2	3,9	5,7	2,8
2	Межевая	29,8	6,8	1,1	1,7	0,5
3	Пучипигый	329,8	1,7	0,9	2,1	4,9
4	Могучая	4,3	7,0	4,9	0,5	0,3
5	Быстрая	10,2	8,3	3,5	0,9	0,6
6	Спокойная	12,8	5,9	1,8	0,7	0,4
7	Чистая	17,5		0,9		0,2

Парный коэффициент корреляции между вычисленными на основе дистанционных данных значениями модуля смыва нефти μ и усредненными значениями приведенных в литературе данных [2, 3] равен 0,7, что показывает их взаимосвязь и хорошую сходимость результатов. Наибольшие значения модуля смыва нефтепродуктов отмечены в бассейнах рек Могучая (4,9 мг/с км²), Лагерная (3,9 мг/с км²) и Быстрая (3,5 мг/с км²). В перечисленных бассейнах ухудшают качество поверхностных вод нефтеразливы при авариях на нефтедобывающих объектах Мамонтовского, Южно-Балыкского и Средне-Балыкского месторождений. Следует отметить, что средние значения модуля μ смыва нефти с поверхности нефтезагрязненных водосборов в 1996 – 1998 гг. больше по сравнению с данными в 2000 г. (табл.) из-за большего количества мест с нефтезагрязнением, обнаруженных в результате полевых исследований. Для расчета смыва нефтепродуктов в реку Пучипигый в 2000г. нами рассматривалась вся площадь водосборного бассейна, а не ее часть в верховьях реки, приведенная в [2], поэтому площадь обнаруженных на КС Landsat нефтезагрязненных участков в 2000 г. составила 1,6 км², а в 1996 – 1998 гг. средняя их площадь по данным полевых исследований составила всего 0,4 км². Установлено, что в бассейне реки Пучипигый, где расположены нефтедобывающие объекты Мамонтовского месторождения, в 2000 г. значения модуля смыва нефтепродуктов меньше, а значение среднегодового объема выноса нефтепродуктов больше аналогичных значений для 1996 – 1998 гг. (табл.).

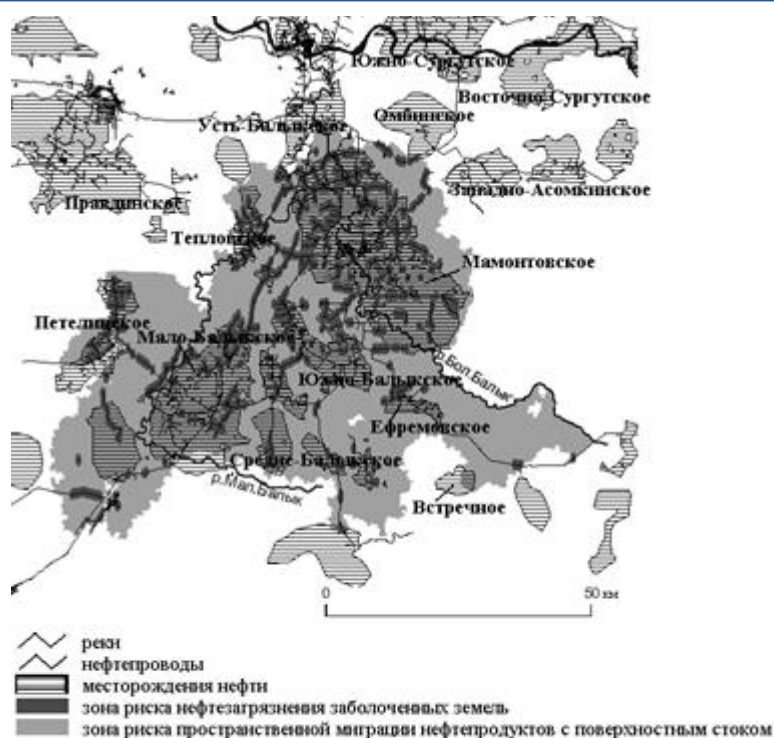


Рис. Карта-схема зоны влияния нефтепродуктов при их смыве на почвенно-растительный комплекс

Расчет модуля смыва нефтепродуктов с нефтезагрязненных водосборов позволяет определить приближенное суммарное поступление нефтепродуктов в реки [3, 5]. По нашим расчетам с мая по октябрь 2000г. вычисленный объем выноса нефтепродуктов с нефтезагрязненных участков в водосборы рассматриваемых рек составил примерно от 0,2 до 5 т (табл.). Таким образом, в 2000 г. с исследуемых водосборов общей площадью 447,5 км², в которой суммарная площадь нефтеразливов занимает менее 1 % этой территории, в реки поступило в сумме около 9,7 т нефтепродуктов.

Карта-схема зоны влияния нефтепродуктов на почвенно-растительный комплекс построена исходя из положения о смыве нефтепродуктов с загрязненных участков водосборов в реки [2, 3, 5]. Зона риска миграции нефтепродуктов построена с использованием средств Arc Hydro Tools на основе ASTER GDEM водосбора реки Большой Балык.

На рис. обозначена зона риска миграции нефтепродуктов с нефтезагрязненных участков с поверхностным стоком в бассейне реки Большой Балык. Бассейн реки Большой Балык, общей площадью 5950 км² кроме вышерассмотренных водосборов малых рек включает водосборы других притоков, основными из которых являются рр. Пытьях, Кооньях, Малый Балык. В водосборах этих основных притоков расположены нефтедобывающие объекты Мало-Балыкского, Южно-Балыкского, Тепловского, Ефремовского и Мамонтовского месторождений (рис.). При сбросе сточных вод и смыве нефтепродуктов с загрязненных участков на основе гидрометрических данных из [4] по методике [5] нами вычислен объем выноса нефтепродуктов рекой Большой Балык. Установлено, что при фоновой концентрации нефтяных углеводородов в воде 0,05 мг/дм³ за год объем выносимых рекой нефтепродуктов составляет около 60 т, при концентрации 0,1 мг/дм³ – примерно 120 т, что не противоречит результатам аналогичных расчетов для водосборных бассейнов притоков реки Пур в работе [5].

Литература

1. Алексеева М.Н. [Оценка влияния нефтеразливов на состояние растительного покрова и приземного слоя атмосферы с использованием космических снимков / М.Н. Алексеева, Т.О. Перемитина, И.Г. Ященко // Оптика атмосферы и океана. – Новосибирск, 2011. – № 7. – С. 606 – 610.](#)
2. Калинин В.М. Количественная оценка смыва нефтепродуктов с поверхности замасоченных водосборов в речную сеть // Обзор «О состоянии окружающей природной среды Ханты-Мансийского округа в 1998 году». – Ханты-Мансийск: ГУИПП Полиграфист, 1999. – С. 18 – 20.
3. Калинин В.М. Диффузное загрязнение нефтепродуктами малых рек Среднего Приобья // Водное хозяйство России. – Екатеринбург, 2001. – Т. 3. – №4. – С. 384 – 393.
4. Лезин В.А. Реки Ямало-Ненецкого автономного округа: Справочное пособие. – Тюмень: Вектор Бук, 2000. – 142 с.
5. Хорошавин В.Ю. Прогноз формирования качества речных вод под влиянием рассредоточенных источников нефтепродуктов // Вестник Тюменского государственного университета. – Тюмень, 2010. – № 7. – С. 153 – 161.
6. ArcHydro Tools. – USA: ESRI, 2011. – 184 с.

КАЧЕСТВО ВОД ОБСКОГО БОЛОТА У С. МЕЛЬНИКОВО (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.В. Ахмед-Оглы

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территория Томской области характеризуется очень высокой заболоченностью региона. Болота на территории Томской области развиты на всех геоморфологических уровнях (водораздельных равнинах, надпойменных террасах, пойме). Но степень заболоченности этих поверхностей различна и варьирует от 0 – 10% до 80 – 90%. В болотах Томской области сосредоточены значительные запасы водных ресурсов и составляют около 220 км³, причём болотные воды оказывают значительное влияние на качество гидравлически связанных с ними подземных и поверхностных вод, что и определяет актуальность изучения болотных систем региона, включая гидрохимические исследования с целью выявления основных особенностей химического состава болотных вод в нарушенном и естественном состоянии [5].

Согласно [1], Обское болото отражает все разнообразие флористического состава, растительных сообществ и ландшафтного устройства крупнейшей на юге лесной зоны Западной Сибири пойменной болотной системы, которая является типичной для целой зоны плоских осоково-гипновых и лесных болот Северной Евразии. Болота такого типа, некогда широко распространенные по долинам рек в Западной и Восточной Европе, в настоящее время практически полностью уничтожены или в значительной степени трансформированы в результате осушения и хозяйственного использования, и лишь их близкие аналоги, сохранившиеся на юге лесной зоны Западной Сибири, дают представление об их былом биологическом разнообразии. С этой точки зрения Обское болото представляет большой интерес и имеет не только региональное и национальное, но и международное значение.

Болотные воды имеют широкое распространение на территории Западно-Сибирской низменности и существенно влияют на формирование речного и подземного (грунтового) стоков и микроклимата района. Болотные массивы района представлены главным образом верховыми и низинными торфяными месторождениями при подчиненном распространении переходных и смешанных [3]. Болотные воды региона в естественном состоянии характеризуются как слабокислые (олиготрофные и мезотрофные, реже евтрофные) или нейтральные (евтрофные), пресные с малой и средней минерализацией (до 200 и 200 – 500 мг/л соответственно) [6].

Целью данной работы является исследование вод Обского болота для определения качества болотной воды в условиях сброса сточных вод ЖКХ с. Мельниково.

Обское болото – одна из крупнейших пойменных болотных систем Западной Сибири, находящаяся на левобережье Оби, располагаясь к югу и к северу от районного центра – с. Мельниково. Обское болото является эвтрофным. Согласно [3], Обское болото можно классифицировать как пойменное болото долинного типа. Оно характеризуется смешанным питанием, песчано-глинистым составом подстилающих пород, состав торфа – низинный. Воды Обского болота характеризуются как воды пойменных низинных торфяных месторождений. Пойменные низинные торфяные месторождения имеют обычно постоянную гидравлическую связь с подошвенными подземными водами и могут рассматриваться как верхняя часть первого водоносного горизонта (горизонта грунтовых вод).

В селе Мельниково сброс сточных вод районного центра осуществляется в Обское низинное болото (рис.), перемещение сточных вод происходит в основном путем фильтрации в поверхностном слое торфяной залежи. Изменения в химическом составе болотных вод от воздействия сброса стоков заметно прослеживается в 50 – 120 м от источника загрязнения (табл. 1 и табл. 2) [4].

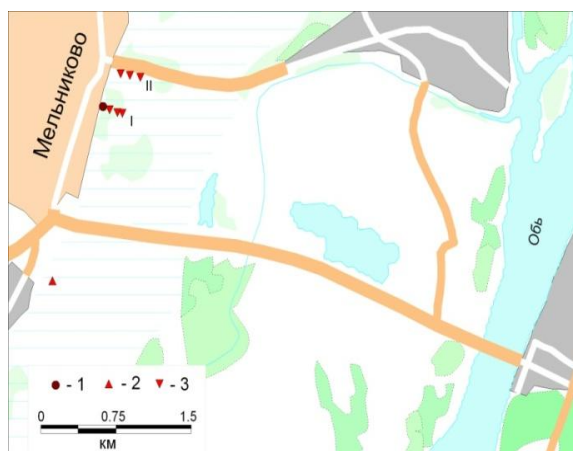


Рис. Схема размещения пунктов наблюдений за химическим составом вод Обского болота у с. Мельниково
I – створ выпуска сточных вод; II – створ вдоль дороги Мельниково – Старая Шегарка; пункты гидрохимических наблюдений: 1 – сточные воды МУП «Комхоз» с. Мельниково; 2 – фоновый участок; 3 – участок загрязнённого болота.

Таблица 1

Средний химический состав болотных вод в районе с. Мельниково

Показатель	Данные за 1967 г. [3]	В 25 – 300 м от выпуска стоков ЖКХ с. Мельниково [2]
pH	7,2	7,6
Сумма солей, мг/л	515,0	1061,2
NH ₄ ⁺ , мг/л	0,3	25,91
ХПК, мгО ₂ /л	–	420,14
Количество проб	8	2 – 5

Таблица 2

Сводная таблица расчетных концентраций загрязняющих веществ в сточных водах и значения ПДС в болото [4]

Показатель	Содержание в неочищенных сточных водах мг/дм ³	Содержание в очищенных сточных водах, мг/дм ³	ПДКхп, мг/дм ³	Фоновое содержание в болотных водах, мг/дм ³	ПДС, т/год
Взвешенные вещества	85,80	9,34	10,09	9,34	0,0852
Хлорид-ион	11,88	10,00	300,0	10,00	0,0912
ПАВ	3,32	0,02	0,500	0,02	0,0002
Азот аммонийный	10,56	4,094	0,500	4,094	0,0373
Фосфаты	0,95	0,267	1,141	0,267	0,0024

Таким образом, проведенные исследования заболоченных территорий характеризуемого региона позволяют сделать выводы о том, что по сравнению с олиготрофными болотами, низинные характеризуются большим содержанием гидрокарбонатов, сульфатов, нитратов, фосфатов, органических веществ, азота аммонийного и ряда других веществ. В связи с этим нарушение установленных в России нормативов качества наблюдается для болотных вод повсеместно и постоянно, что делает невозможным их использование в хозяйственно-питьевых целях.

Литература

1. Лапшина Е.Д. Флора болот юго-востока Западной Сибири / Е.Д. Лапшина; отв. ред. А.С. Ревушкин. – Томск: Изд-во ТГУ, 2003. – 294 с.
2. Лыготин В.А., Савичев О.Г. Оценка допустимых сбросов загрязняющих веществ в болота Томской области // Водоснабжение и санитарная техника. – Москва, 2007. – № 5. – С. 33 – 38.
3. Рассказов Н.М., Удодов П.А., Назаров А.Д., Емельянова Т.Я. Болотные воды Томской области // Известия Томского политехнического института. – Томск, 1975. – Т. 297. – С. 102 – 117.
4. Савичев О.Г. Биологическая очистка сточных вод с использованием болотных биогеоценозов // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2008. – Т. 312. – № 1. – С. 69 – 74.
5. Савичев О.Г. Химический состав болотных вод на территории Томской области (Западная Сибирь) и их взаимодействие с минеральными и органоминеральными соединениями // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2009. – Т. 314. – № 1. – С. 72 – 77.
6. Савичев О.Г., Камнева О.А. Химический состав подземных и болотных вод таёжной зоны Западной Сибири в естественном и нарушенном состояниях // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2011. – Т. 1. – № 1. – С. 23 – 29.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД БУРЕЙСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА (ДАЛЬНИЙ ВОСТОК)

Ю.С. Березикова

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидротехническое строительство является важнейшим инструментом природообустройства, позволяющим решить целый ряд геоэкологических и водохозяйственных задач: борьба с наводнениями и паводками, разбавление сточных вод, выработка электроэнергии, удовлетворение потребностей в воде и т.д. Однако, одновременно с решением одних задач, возможно возникновение других, в том числе, связанных с изменением химического состава и качества вод вновь созданного водоёма.

Именно такая задача стоит и при оценке изменения окружающей среды в результате создания и эксплуатации Бурейского водохранилища – самого молодого водохранилища России. Помимо использования энергетического потенциала реки его сооружение должно уменьшить риск возникновения наводнений в нижнем течении р. Бурей, способствовать сохранению экологического состояния реки и судоходства ниже плотины. Следует также отметить, что Бурейская ГЭС – это крупнейшая за последние десятилетия гидроэлектростанция, построенная в России, целью строительства которой является внесение существенного вклада в развитие топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока, повышение экономической устойчивости региона на его приграничных территориях.

Целью рассматриваемого исследования является оценка формирования химического состава вод Бурейского водохранилища по данным за 2003 и 2008 гг. [1].

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

- установление факторов, влияющие на химический состав водохранилища,
- выявление химического состава вод реки Бурей и Бурейского водохранилища,
- выяснение влияния притоков водохранилища на формирование его химического состава,
- определение основных направлений динамики геохимического состояния.

Работа выполнена на основе данных, полученных за период прохождения автором летней производственной практики в 2012 г. в лаборатории гидроэкологии и биогеохимии Института водных и экологических проблем Дальневосточного отделения Российской академии наук (г. Хабаровск).

Объект исследования в географическом отношении расположен на р. Бурей в Амурской области и Хабаровском крае. Необходимо так же отметить, что данное водохранилище относится к каньонному типу, площадь при нормальном подпорном уровне (НПУ) – 750 км², при уровне мёртвого объёма (УМО) – 400 км², протяжённость – 234 км, ширина – до 5 км, полная и полезная ёмкость водохранилища – 20,94 и 10,73 км³ соответственно. Отметка нормального подпорного уровня составляет 256 м над [уровнем моря](#). Образуется плотинной [Бурейской ГЭС](#) (у п. [Талакан](#)), построенной и введённой в эксплуатацию в 1979 – 2009 гг.

Химический состав воды Бурейского водохранилища формируется в условиях широкого распространения многолетнемерзлых пород на среднегорной, залесенной и малонаселенной территории в результате смешения близких по химическому составу вод рек Бурей и Тырма, в меньшей степени рек Верхний и Нижний Мельгин, Туон и др., а также внутриводоемными процессами, которые активно протекают в водной толще при повышенных температурах. В отсутствие хозяйственного освоения береговой зоны водохранилища и слабого – в бассейнах его притоков, это влияние является определяющим.

По классификации О.А. Алекина воды р. Бурей являются пресными, очень малой минерализации, по химическому составу – гидрокарбонатные кальциевые I класса, по величине рН воды нейтральные, по общей жесткости – очень мягкие.

Изменения химического состава воды р. Бурей по продольному профилю, представленные в табл. 1. свидетельствуют о том, что воды верхнего и среднего участков, незначительно трансформируясь под влиянием впадающих притоков, по мере продвижения к нижнему бьефу водохранилища ниже плотины у пос. Новобурейский приобретают черты вод водохранилища. В многолетнем плане по мере наполнения водохранилища изменился характер распределения содержания некоторых компонентов. В первый год заполнения (2003 г.) сумма растворенных веществ понижалась вниз по течению, в последние годы (2007 – 2008 гг.) наблюдается повышение количества растворенных солей по мере продвижения к плотине.

Для определения динамики геохимического состояния была произведена классификация О.А. Алекина по химическому составу в зависимости от концентраций главных ионов в мг-экв %. Вода Бурейского водохранилища в 2003 г. по величине минерализации является пресной очень малой минерализации, по величине рН – нейтральной, по химическому составу – гидрокарбонатной кальциевой I класса, по жесткости – очень мягкой. В 2008 г. – пресной очень малой минерализации, нейтральной, гидрокарбонатной кальциевой II класса, очень мягкой. Как видно, в данный период согласно классификация О.А. Алекина произошло только изменение класса с I на II, что вызвано непосредственно внутриводоемными процессами, остальные же характеристики остались неизменными.

Таблица 1

Изменение характеристик химического состава воды р. Бурей по продольному профилю[1]

р. Бурей	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Минерализация
	мг/дм ³							
Июль 2003 г.								
выше устья р. Ниман	1,0	0,3	2,3	1,6	14,6	5,4	1,1	27,6
ж/д мост	1,0	0,3	2,3	1,1	14,6	2,3	0,9	23,9
8 км выше плотины	1,0	0,4	2,9	1,3	13,7	0,0	1,0	21,6
пос. Новобурейск	1,0	0,4	2,3	1,1	11,0	0,0	1,3	18,4
Июль 2007 г.								
ж/д мост	1,1	0,3	2,8	1,0	8,5	2,0	1,0	19,5
8 км выше плотины	1,3	0,6	4,0	1,7	15,2	5,1	0,6	29,2
п. Новобурейск	1,9	0,6	5,6	1,5	19,5	5,3	0,5	36
Август 2008 г.								
ж/д мост	1,4	0,4	3,3	0,9	14,5	5,2	0,7	27,5
8 км выше плотины	1,5	0,8	4,1	1,6	18,1	5,7	0,9	33,8
пос. Новобурейск	1,7	0,7	4,9	1,5	20,5	6,2	0,7	37,1

Таким образом, воды Бурейского водохранилища, расположенного на крупном притоке реки Амур – реке Бурей, можно охарактеризовать как пресные очень малой минерализации, нейтральные, гидрокарбонатные кальциевые, очень мягкие. Содержание главных ионов не превышает значений ПДК, соизмеримо с содержанием в атмосферных осадках. По акватории и вертикальному разрезу концентрация главных ионов в воде водохранилища распределяется относительно равномерно. Исключение составляет Тырминский плес, в придонных и средних горизонтах воды которого наблюдаются более высокие уровни концентраций ионов

кальция, магния и гидрокарбонатных ионов, а соответственно и величина минерализации. Также вода Бурейского водохранилища характеризуется повышенной концентрацией фенолов, аммонийного азота, органического вещества, общего железа, меди и марганца, которые обусловлены природными особенностями и нередко превышают значения ПДК.

Таблица 2

Характеристика химического состава воды Бурейского водохранилища [1]

Ионы/год	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	Минерализация, г/дм ³	рН, е д р Н	ОЖ, мг · экв/л
	мг/дм ³								
2003	18,7	5,5	2,6	4,5	1,5	3,7	0,04	6,6	0,69
2008	18,9	5,8	<2	4,3	1,4	1,4	0,03	6,6	0,65

Литература

1. Сиротский С.Е., Шестеркин В.П. Гидрохимический режим Бурейского водохранилища: отчет – Хабаровск: ИВЭП ДВО РАН, 2009. – 163 с.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА НП ГМПВ «СЕВЕРНОЙ» В Г. ГОРНО-АЛТАЙСКЕ В ПЕРИОД СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВИЗАЦИИ В АЛТАЕ-САЯНСКОМ РЕГИОНЕ
Е.Н. Бондаренко¹, В.Ю. Молоков², В.В. Ролдугин¹

Научные руководители профессор Е.М. Дутова², руководитель Территориального центра «Алтайгеомониторинг» В.Е. Кац¹

¹ОАО «Геологическое предприятие «Алтай-Гео», с. Майма, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее десятилетие происходит усиление сейсмической активности в Алтае-Саянском регионе (АСР). Началом её явилось крупное землетрясение в 2003 г. в Республике Алтай (РА) и такое же в 2012 г. в Республике Тыва. Эти события привели к определенным изменениям состояния геологической среды в целом и подземных вод, в частности [1, 5]. До настоящего времени многочисленные афтершоковые малоамплитудные события (более 1500) продолжают оказывать воздействие на геологическую и окружающую среду, которые всё прошедшее время находятся в напряжённом состоянии.

В афтершоковый период в районе г. Горно-Алтайска в феврале 2004 г. были зафиксированы два подземных толчка с магнитудой 3,4 и 3,1. В результате этих сейсмических событий в г. Горно-Алтайске в ряде индивидуальных колонок были установлены аномальные изменения в температурном режиме подземных вод, наблюдалось повышение температуры [2, 3].

В структурно-тектоническом плане город Горно-Алтайск находится в напряжённом, в тектоническом отношении, участке недр с многочисленными разломами различного ранга.

На карте новейших разломов – это зона герцинских глубинных разломов с амплитудой перемещений до 500 м. Практически по центру города проходит шовная зона крупного сквозного надвига субмеридионального направления, которая хорошо интерпретируется по геофизическим данным и откартирована по многочисленным тектоническим разрывам при геологической съемке. В геологическом плане на территории города развиты карбонатно-терригенные породы венд-нижнекембрийского возраста, которые на определенных глубинах, прорываются интрузиями гранитоидов. Гранитоиды вскрыты одиночными скважинами на глубине 50 м на западной окраине города и на глубине 27 – 38 м в районе аэропорта (13 км западнее) [4].

В гидрогеологическом плане характеризуемый район приурочивается к Горно-Алтайской горно-складчатой области, где основными водоносными комплексами являются водоносные зоны кембрийского и венд-нижнекембрийского возраста, водовмещающие породы, известняки и сланцы.

Анализ геолого-геофизических и гидрогеологических материалов по району города и прилегающей территории позволяет предположить, что в гидрогеологическом разрезе исследуемого района, по-видимому, имеются термальные воды, аналогичные Белокурихинским (Курорт Белокуриха, расположенном в 65 км северо-западнее). Характер вод на территории РА безнапорный, так как до настоящего времени не выявлено ни одного естественного источника. В результате тектонических подвижек имевших место в момент сейсмических событий напор термальных вод по отдельным трещинам увеличивается, поднимается их уровень. Это приводит к смешению термальных вод зоны трещиноватости палеозойских пород с водами четвертичных отложений и их потеплению [5].

Данный факт подтверждает наблюдаемая повышенная температура на НП «Северный» в г. Горно-Алтайске (с 2004 г. по настоящее время) и, в частности, аномальные явления, установленные в 2012 г. на территории аэропорта ОАО «Аэропорт Горно-Алтайск». На отдельных участках летного поля были зафиксированы подземные выделения пара. При обследовании данного явления на всех участках выделения пара температура в «парящих» галечниках составляла +4 – +5 °С при температуре окружающего воздуха – 30 °С. Выделение пара установлены: в кюветах патрульной дороги, в канавах в центральной части летного поля, под железобетонным ограждением и под фундаментом павильона метеослужбы. Примерные размеры общей

площади с участками паровыделения составляет 1200x350 м. В это же время температура вод на НП «Северный» составила 17,5 °С.

С июня 2004 г. на территории города Горно-Алтайска ОАО «Алтай-Гео» организованы пункты по наблюдениям за состоянием подземных вод и начаты мониторинговые исследования. Постоянным пунктам наблюдения за температурным режимом вод выбран трубчатый колодец по ул. Северный (НП «Северный»), каптирующий водоносную зону венд-нижнекембрийских пород. С периодичностью 3 раза в месяц на НП проводятся замеры температуры воды, и отбирается проба на химический анализ.

За прошедший период наблюдений с 2006 по 2010 гг. на пунктах наблюдений прослеживается тенденция понижения среднегодовой температуры вод на НП с 21°С до 12,1°С, т.е. практически в 2 раза. С 2011 г. динамика режима вод на НП изменилась: среднегодовая температура вновь стала увеличиваться и составила в 2011 г. 14,4 °С, в 2012 г. 15,5 °С.

На графике (рис. 1) отображена связь температурного режима вод на НП с энергией сейсмических событий.

Из рис. видно, что крупным сейсмическим событиями (более 5 баллов) предшествовало повышение температуры, в момент события температура понижалась.

Прослеживается интересная связь между среднемесячной сейсмической энергией в АСР и среднемесячной объемной активностью радона в подземных водах РА (рис. 2). Анализ рисунка показывает, что с начала 2011 г. до середины 2012 г. отмечалась определенная положительная связь между характеризуемыми величинами. Со второй половины 2012 г. характер связи изменился. Данный факт может объясняться следующим.

Статистический анализ исследованных сейсмических событий [6] показывает, что реакция радона в природных объектах на сейсмические события, ограничены расстоянием до 50 км – «ближняя зона» (зона сжатия), где объемная активность радона остаётся в целом неизменной и зоны растяжения («дальняя зона»), реагирующей повышением объемной активности радона, которая имеет размер до 150 – 350 км. Причем с увеличением магнитуды будущего землетрясения эпицентральный радиус «ближней» зоны увеличивается. Было установлено, что динамическое изменение концентрации радона, растворенного в подземных водах, также зависит от расстояния к эпицентру землетрясения. В большинстве случаев наблюдаются аномалии концентрации радона в подземных водах, характерные для «дальней» зоны.

Весь 2011 г. и половина 2012 г. характеризовались многочисленными афтершоковыми сейсмическими событиями на территории Республики Тыва, где в конце 2011 г. произошло крупное Тувинское землетрясение (для РА «дальняя зона»). С середины 2012 г. значительное количество сейсмических событий имели место на территории РА (для нас «ближняя зона»). Видимо поэтому объемная активность радона в подземных водах заметно уменьшилось.

Большая часть сейсмических событий с середины 2012 г. и в начале 2013 г. тяготела к Катунской сейсмоактивной зоне, где находится НП «Северный» и аэропорт ОАО «Аэропорт Горно-Алтайск», что и спровоцировало «паровыделения» на лётном поле.

В целом по АСР сейсмическая активность увеличилась с 2011 г. после Тувинского землетрясения: в 2010 г. количество сейсмических событий составляло 39, в 2011 г. 143, в 2012 г. 426.



Рис.1 Взаимосвязь среднемесячной температуры подземных вод на НП. «Северный» в г. Горно-Алтайске с энергией сейсмических событий в АСР в 2011 – 2013 гг. (январь)

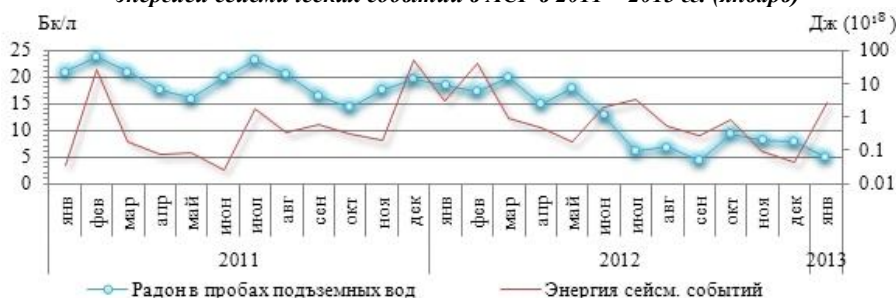


Рис.2 Взаимосвязь среднемесячной объемной активности радона в подземных водах РА с энергией сейсмических событий в АСР в 2011 – 2013 гг. (январь)

Литература

1. Кац В.Е. Влияние сейсмической активизации в Алтае-Саянском регионе на состоянии подземных вод (на примере Республики Алтай) / Гидрогеология в начале 21 века: Международная научно-практическая конференция. – Новочеркасск, 2006.
2. Кац В.Е., Шитов А.В., Драчев С.С. О механизме изменения химического состава и температуры подземных вод в районе Горно-Алтайска // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – Москва, 2010. – №3. – С. 131 – 136.
3. Шабынин Л.Л., Найдич В.И., Зуляр Н.Г. Влияние слабых землетрясений на режим подземных вод / Исследования по поискам предвестников землетрясений в Сибири. – Новосибирск: Наука, 1988.
4. Шитов А.В., Кац В.Е., Бельбух Т.Н. О механизме изменения гидрохимического состава и температуры подземных вод в районе г. Горно-Алтайска в 2004 – 2005 гг. // Природные ресурсы Горного Алтая, 2006. – №2. – С. 81 – 84.
5. Шитов А.В., Кац В.Е., Харьковина М.А. Эколого-геодинамическая оценка Чуйского землетрясения // Вестник Московского университета. – Москва, 2008. – №3. – С.41 – 46.
6. Уткин В.И. Радон и проблема тектонических землетрясений // Соросовский образовательный журнал. – Москва, 2000. – Т.6. – №12. – С. 64 – 70.

ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СУРГУТСКОГО РАЙОНА

М.Г. Быстриченко, У.В. Деулина

Научный руководитель доцент Т.И. Романова

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, по разнообразию полезных ископаемых не уступает другим промышленно освоенным районам России. Здесь ведется добыча нефти и газа, россыпного золота, жильного кварца. Обнаружены залежи железных руд, меди, цинка, свинца, ниобия, тантала, проявления бокситов и др. Разведаны и утверждены эксплуатационные запасы минеральных вод. Ведется разработка и освоение месторождений пресных подземных вод, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевого водоснабжения. С целью изучения геохимических особенностей пресных вод были проведены исследования подземных вод на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа.

В геологическом отношении район сложен преимущественно глинистыми отложениями и песчаниками разной зернистости с включениями сидерита олигоцен-палеоценового возраста в верхней части разреза и аргиллитами, песчаниками с прослоями конгломератов и углей мезозоя в нижней части [3].

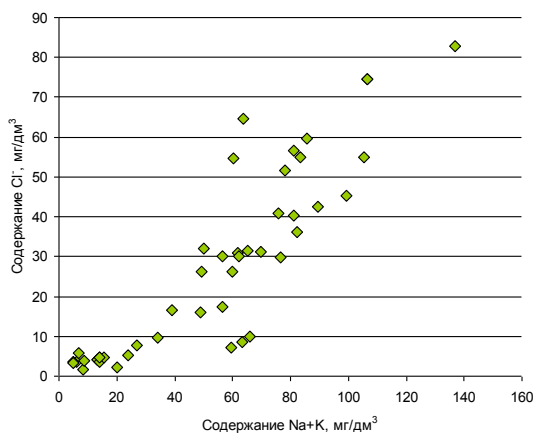


Рис. Зависимость содержания хлоридов от концентраций суммы натрия и калия в подземных водах Сургутского района

На основе гидростратиграфического и гидродинамического расчленения в разрезе Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна выделяются два гидрогеологических этажа. Верхний этаж мощностью до 300 – 400 м содержит преимущественно пресные подземные воды и включает две первые гидродинамические зоны с одним водоносным комплексом в каждой: неоген-четвертичный водоносный комплекс (I гидродинамическая зона) и олигоценовый водоносный комплекс (II гидродинамическая зона). Нижний этаж, содержащий минерализованные подземные воды и флюиды углеводородов, включает в себя также две гидродинамические зоны: апт-альб-сеноманский водоносный комплекс (III гидродинамическая зона) и неокм-юрский нефтеводоносный комплекс (IV гидродинамическая зона) [2].

Объектом исследований был выбран олигоценовый водоносный комплекс верхнего этажа, воды которого, как правило, используются для водоснабжения. Он включает в себя воды атлым-новомихайловского горизонта и воды куртамышского горизонта. Атлым-новомихайловский водоносный горизонт представляет собой сложнопостроенную слоистую водоносную систему, где верхний слой – глинизированные осадки новомихайловской свиты, а нижний приурочен к преимущественно песчаным отложениям атлымской свиты. Граница между ними выделяется условно по смене литологического облика водовмещающих пород. Куртамышский водоносный горизонт имеет локальное распространение в пределах ХМАО: в западной части автономного округа, а на территории Сургутского района данный горизонт встречается только в северо-восточной части.

Исследования химического состава подземных вод проводились по лабораторным данным 2010 г., полученным в результате бурения скважин для хозяйственно-питьевого назначения. Как видно из таблицы, кислотно-щелочной баланс подземных вод соответствует слабокислым нейтральным водам. Общая минерализация меняется от 58 до 346 мг/дм³. По химическому составу пресные подземные воды Сургутского района характеризуются (по С.А. Щукареву) как гидрокарбонатные натриевые.

Содержания анионов и катионов в водоносных горизонтах подземных водах несколько отличаются между собой. Например, минимальные концентрации сульфатов наблюдаются в водах куртамышского

водоносного горизонта, а максимальные (16,4 мг/дм³) – в водах атлым-новомихайловского водоносного горизонта. При этом подземные воды по содержанию сульфатов можно разделить на две группы. В одну входят воды с показателем меньше 1,4 мг/дм³, где с увеличением общей минерализации концентрация сульфатов уменьшается; во вторую – больше 12 мг/дм³, здесь значения элемента прямопропорциональны общей минерализации.

Поведение гидрокарбонат-иона более стабильно, его значения варьируют от 120,9 до 191,8 мг/дм³ по всей площади исследований. Содержания хлоридов колеблются в широких пределах (0,3 – 170,3 мг/дм³).

Подземные воды нерасчлененных отложений атлым-новомихайловского возраста характеризуются минимальными концентрациями магния и максимальными значениями кальция, а воды куртамышского водоносного горизонта отличаются низкими содержаниями натрия и калия (табл.).

Таблица

Химический состав пресных подземных вод Сургутского района, мг/дм³

Компонент	Водоносный горизонт											
	Атлымский			Новомихайловский			Атлым-новомихайловский (нерасчлененный)			Куртамышский		
	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.	Сред.	Мин.	Макс.
pH	6,9	6,4	7,2	6,9	6,8	6,9	6,9	6,6	7,3	6,6	6,5	6,7
Общая мин-ция	304	58	446	315	283	346	269	147	320	246	89	361
HCO ₃ ⁻	156,5	120,9	183,0	156,3	120,8	191,8	163,9	158,7	174,7	152,5		
SO ₄ ²⁻	0,37	0,05	13,55	0,13	0,05	0,20	7,41	0,05	16,38	0,11	0,05	0,21
Cl ⁻	37,1	1,3	170,3	11,5	2,0	21,0	20,1	0,3	37,7	15,1	0,7	36,0
Ca ²⁺	13,7	7,1	23,8	13,9	8,4	19,5	10,5	4,7	114,9	14,4	7,9	21,5
Mg ²⁺	7,7	2,1	18,5	13,4	7,1	19,6	3,8	1,3	6,1	5,7	2,8	9,4
Na+K	161,9	66,3	192,1	117,8	111,5	124,1	68,4	65,7	72,7	21,0		
Fe _{общ}	1,87	0,18	5,21	0,51	0,15	0,86	2,5	1,12	5,44	2,3	0,3	7,7
Mn	0,10	0,01	0,32	0,21	0,17	0,25	0,13	0,05	0,30	0,15	0,03	0,25
Cu	0,024	0,0005	0,1105	0,073	0,0069	0,0077	0,013	0,001	0,09	0,0015	0,0005	0,004
Ni	0,019	0,0005	0,0081	0,012	0,0005	0,0019	0,0014	0,0005	0,0029	0,0014	0,0005	0,0033
Cr	0,019	0,0005	0,0140	0,0005			0,0013	0,0005	0,032	0,0010	0,0005	0,0019
Zn	0,03	0,005	0,059	0,048	0,028	0,068	0,097	0,058	0,291	0,0025		
Кол-во проб	21			2			11			6		

На участках распространения повышенных значений натрия и калия, наблюдаются высокие концентрации хлоридов, не характерные для района исследования. На рисунке можно заметить, что содержания хлоридов и натрия+калия находятся в прямой зависимости друг от друга, иными словами, при увеличении одного элемента, растет значение другого. Высокие концентрации суммы натрия и калия также не имеют повсеместного распространения на территории Ханты-Мансийского автономного округа. В Ханты-Мансийском районе воды атлым-новомихайловского водоносного горизонта используются для водоснабжения населенных пунктов, и значения натрия здесь находятся на уровне 50,7 мг/дм³.

Общее железо повсеместно имеет высокое содержание, меняясь от 0,15 мг/дм³ в водах отложений новомихайловской свиты до 7,7 мг/дм³ в водах куртамышского горизонта. До минерализации 380 мг/дм³ содержание элемента устойчиво падает, после – начинает возрастать. При достижении минерализации 416 мг/дм³ его количество снова уменьшается. Это позволяет сделать предположение, что при таком показателе минерализации марганец может выпадать из воды.

Детальное изучение особенностей распределения макрокомпонентов в пресных подземных водах не выявило четкой закономерности между ростом общей минерализации и содержаниями анионов и катионов. Исключение составляют натрий и калий, которые прямопропорциональны общей минерализации, а их повышенные значения встречаются в водах Сургутского района.

Исходя из проведенных исследований, можно говорить, что воды атлым-новомихайловского и куртамышского водоносных горизонтов не имеют существенных различий в химическом составе, что свидетельствует о близких условиях их формирования. Однако концентрации хлоридов, натрия, меди и хрома в водах атлымского горизонта самые высокие (табл.), а в нерасчлененных отложениях атлым-новомихайловского горизонта отмечены повышенные содержания кальция, сульфатов, общего железа и цинка. Это может быть связано с преобразованием подземных вод под воздействием различных факторов, например, наличием переходной зоны между двумя генетическими типами вод (инфильтрационной и седиментационной), границей гидродинамических зон. Также нельзя исключать литолого-фациальные особенности территории (подстилающие породы сложены морскими фациями) и миграцию элементов из нижележащих водоносных горизонтов по зонам разрывных дислокаций [1].

Литература

1. Быкова В.В. Зональность минеральных вод Томской области // 300 лет горно-геологической службе России: Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Т. 1. – Томск: ГалаПресс, 2000. – С. 363 – 365.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М: Недра, 1975. – 680 с.
3. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Пятков В.И., Солопахина Л.А. Атлас геологии и нефтегазоносности Ханты-Мансийского автономного округа. – Екатеринбург: Наука Сервис, 2004. – 148 с.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.И. Вечканова

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Курганская область расположена на юго-западе Западно-Сибирской равнины, на стыке Урала и Сибири, в бассейне среднего течения реки Тобол и граничит с Челябинской, Свердловской и Тюменской областями и республикой Казахстан. На территории области широко распространены месторождения строительных материалов, пресных и минеральных подземных вод, обнаружены запасы железных руд, урана.

Курганская область входит в зону континентального климата с умеренным (на севере) и недостаточным (на юге) увлажнением. Среднее количество осадков составляет около 350 мм в год. Больше их количество выпадает в условиях весьма большой величины испарения в период высоких температур воздуха. Меньшее количество осадков в холодный период года обуславливает небольшую высоту снежного покрова, распределение которого по площади неравномерно в зависимости от рельефа. В связи с этим глубина промерзания почвы на практически оголенных территориях достигает 3 м, что ведет к увеличению сроков оттаивания и замедляет инфильтрацию осадков весной. Область имеет типично равнинный рельеф с абсолютными отметками колеблются от 210 м на западе и юго-западе до 110 м на северо-востоке и востоке. Особенность гидрографической сети – слабое развитие речной сети и наличие большого количества озерных водоемов (около 6000) как пресных, так и горько-соленых. Среднегодовой сток рек изменяется от 6,2 мм до 35 мм. Модуль общего стока находится в пределах 0,1 – 1,24 л/с*км² [5].

Территория области представляет собой в целом лесостепной ландшафт, сменяемый степным на юге. В степной зоне испарение превышает осадки и способствует развитию процессов континентального засоления. По мере смены с севера на юг ландшафтных зон минерализация подземных вод верхних горизонтов возрастает, а их состав изменяется от гидрокарбонатного через сульфатный, мало распространенный тип вод на территории области, к хлоридному с переходными разностями. Такая закономерность наблюдается во всех случаях независимо от типа водовмещающих пород и обусловлена физико-географическими и ландшафтными факторами или, точнее, прогрессирующим увеличением роли процессов континентального засоления на востоке и юге области [6].

В пределах Курганской области выявлено 85 месторождений подземных вод, в том числе 21 минеральных и 64 питьевых и технических вод. Основными факторами формирования подземных вод области является количество атмосферных осадков, фильтрационные и ёмкостные свойства пород геологического разреза, геоморфологические особенности территории, среди которых особое положение занимают эрозионные врезы речных долин.

Согласно принятой схемы гидрогеологического районирования России [4], территория Курганской области расположена на площади развития Нижнеуртурско-Петропавловской подпровинции Западно-Сибирской провинции сложного бассейна пластовых вод. Гидрогеологический разрез области подчиняется закону вертикальной зональности. Последняя включает в верхний гидродинамический этаж зону активного водообмена, представленную первым от поверхности водоносным комплексом (Q, P-N₁), и зону затрудненного водообмена, представленную палеоцен-нижнеэоценовым и верхнемеловым водоносными комплексами (P_{1-2sr}, K_{2km-zk}), а в нижний гидродинамический этаж – зону весьма затрудненного водообмена, включающую водоносные комплексы верхнего-нижнего мела, юрских отложений, зон трещиноватости палеозойских и нижнемезозойских горных пород.

С глубиной происходит увеличение минерализации (за редким исключением, когда минерализация в подземных водах палеозоя ниже, чем в вышележащих толщах, что, по-видимому, объясняется или притоком более пресных вод с Уральских гор по зонам разломов, или с возможным возникновением дегидратационной (эллизионной) воды). На рис. 1 видно, что площадь распространения более соленой воды увеличивается с глубиной. Аридный климат степных районов области обуславливает повышенную минерализацию подземных вод и верхнего водоносного горизонта. Соответственно будет меняться и химический тип подземных вод, изменяющийся в основном от гидрокарбонатного кальциевого в четвертичных отложениях до хлоридного натриевого с промежуточными переходными разностями в более глубоких горизонтах.

С глубиной меняется и газовый состав подземных вод от азотного и азотно-углекислого в зоне активного и частично затрудненного водообмена до метанового или метаново-углекислого в зоне весьма затрудненного водообмена, что связано с происхождением самих газов.

Территория области относится к бороносному району Нижневартовско-Петропавловской подпровинции подземных вод. Некондиционные природные воды характеризуются повышенным содержанием не только бора, но и хлоридов, сульфатов, марганца, железа, брома, аммония, жесткости и минерализации.

Согласно СанПиН 2.1.4.1074–01, превышения некоторых элементов на отдельных участках области составляют (рис. 2 и 3): Fe: олигоценовый водоносный горизонт – в 5 – 6 раз, в палеоцен-нижнеэоценовых отложениях – в 3 – 4 раза; В и Br: в 5 – 6 раз и более чем в 20 раз соответственно.

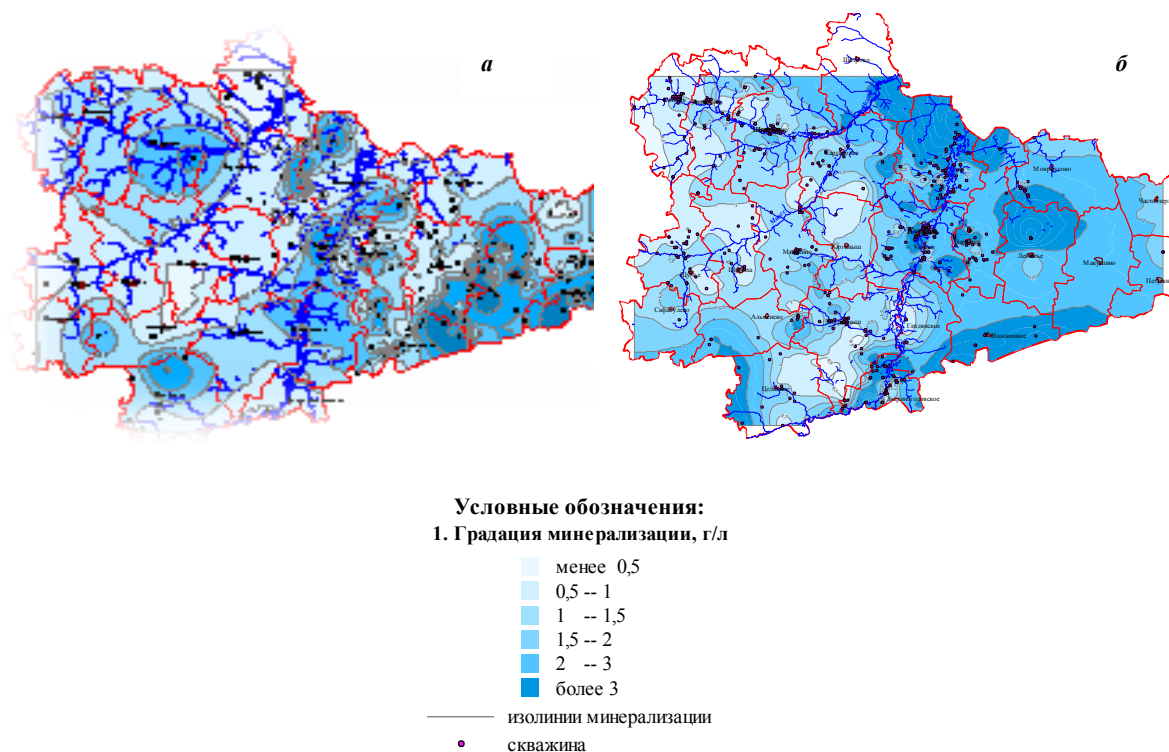


Рис.1 Схематическая карта минерализации в подземных водах на территории Курганской области:
а) олигоценовых отложений; б) палеоцен-нижнеэоценовых отложений палеогена

Что касается аммония, то резкие повышения его концентраций на крайнем юге области в первом от поверхности водоносном комплексе могут указывать на бытовое загрязнение (рис. 4).

На северо-западе Курганской области выделяется Шадринское месторождение питьевых (Центральный участок) и минеральных подземных вод [1, 3]. Первое приурочено к палеоцен-нижнеэоценовому (серовскому) водоносному горизонту и используется для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Данный водоносный горизонт является на территории г. Шадринска самым продуктивным элементом слоистой системы, питание которого формируется за счет перетока из смежных водоносных горизонтов непосредственно на его площади, что определяет либо пониженную минерализацию верхнего подгоризонта (за счет аллювиального четвертичного), либо повышенную в нижнем подгоризонте, обусловленного притоком вод из верхнемелового водоносного комплекса (рис. 5). Подземные воды Шадринского месторождения питьевых подземных вод также подчиняются законам вертикальной зональности.

Шадринское месторождение минеральных вод приурочено к верхнемеловому (камышловско-зайковскому) горизонту и представлено углекислыми щелочными водами хлоридно-гидрокарбонатного состава с минерализацией 6 – 9 г/дм³ и содержанием углекислоты до 2 г/дм³. Данное месторождение выявлено только в этом водоносном горизонте многопластовой водоносной системы района. Минеральные воды образуются на базе хлоридно-натриевых вод верхнемелового водоносного горизонта в результате их насыщения углекислым газом. Источником же углекислотного флюида являются осадочные карбонатсодержащие породы девона и карбона, слагающие фундамент Западно-Сибирской плиты. В районе г. Шадринска фундамент плиты погружается под более древние архейско-протерозойские породы под углом примерно 30 °. Здесь глубина погружения карбонатсодержащих пород достигает 20 – 30 км, а пластовая температура – до 300 – 450 °С. Это приводит к выделению из погружающихся осадочных пород девона и карбона метаморфогенного углекислого газа. Последний поступает в верхнемеловой водоносный горизонт по зонам разрывных нарушений. Установлено, что контур развития хлоридно-гидрокарбонатных минеральных вод типа Эссентуки-4 совпадает с контуром распространения концентрации углекислого газа более 0,5 г/л.

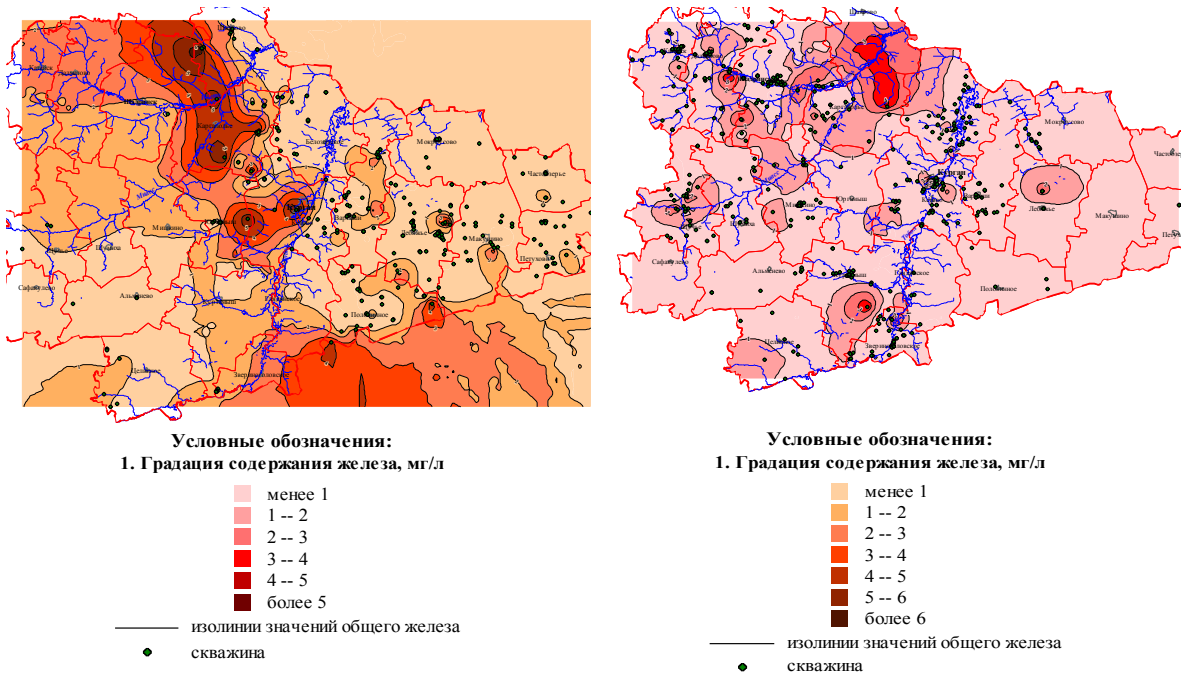


Рис.2 Схематическая карта распространения общего железа в подземных водах на территории Курганской области: а) олигоценовых отложений; б) палеоцен-нижнеэоценовых отложений палеогена

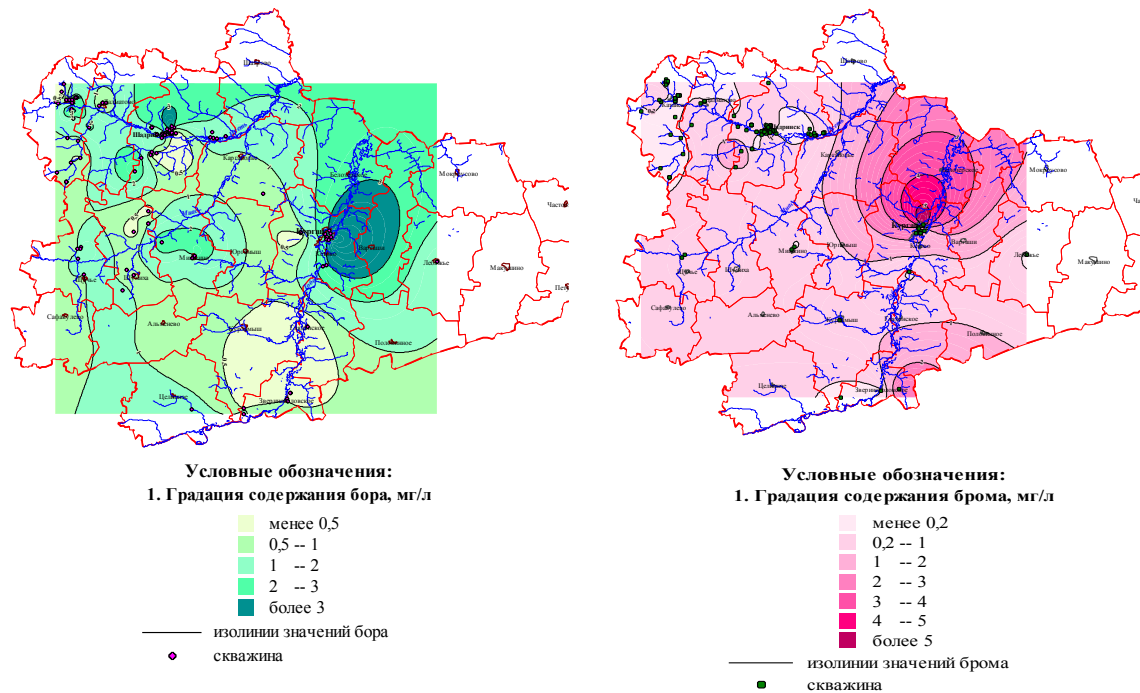


Рис.3 Схематическая карта распространения элементов в подземных водах палеоцен-нижнеэоценовых отложений палеогена на территории Курганской области: а) бора; б) брома

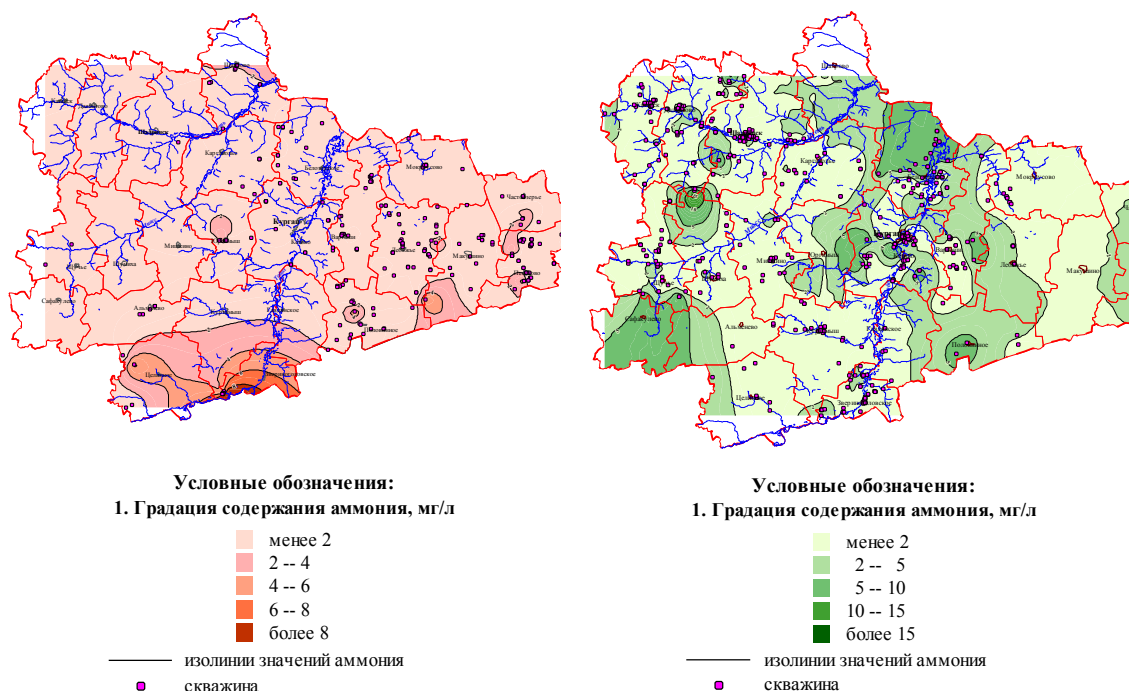


Рис.4 Схематическая карта распространения аммония в подземных водах на территории Курганской области: а) олигоценовых отложений; б) палеоцен-нижнеэоценовых отложений палеогена

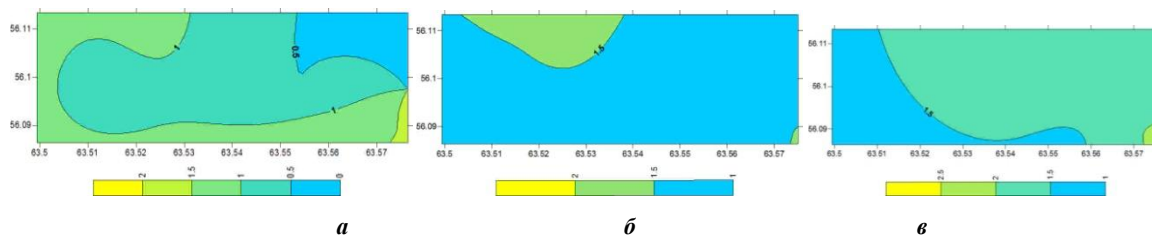


Рис.5 Схематические карты минерализации палеоцен-нижнеэоценового горизонта: а) верхнего подгоризонта; б) среднего; в) нижнего

Картина гидрогеохимических условий Курганской области могла бы быть более ясной и конкретной, если бы недропользователи делали хотя бы сокращенный химический анализ, а не 2 – 3 элемента из всего перечня компонентов, приведенного в программе объектного мониторинга. На некоторых участках и даже месторождениях ведется безлицензионная добыча подземных вод. В пределах области имеется много «бесхозных» скважин, за которыми не осуществляется контроль с целью их консервации или ликвидации, что может привести к истощению запасов вод. На ряде эксплуатирующихся скважин отсутствует зона санитарной охраны I пояса и потому имеется опасность загрязнения подземных вод на значительных территориях [2].

Литература

1. Вишняк А.И. Оценка ресурсного потенциала углекислых минеральных вод в районе г. Шадринска Курганской области, 2009.
2. Дубровина Н.В. Информационный бюллетень о состоянии геологической среды на территории Курганской области за 2007 г. – Выпуск 9. – 2008.
3. Михайлов В.В. Гидрогеологические работы по созданию опытного полигона для изучения и контроля гидрохимической обстановки эксплуатируемого Шадринского месторождения подземных вод, 1992.
4. Селезнев В.С. Отчет о групповой гидрологической съемке масштаба 1:200000, 1985.
5. Чобанян Г.М. Гидрогеологический очерк территории Курганской области по условиям водоснабжения сельского хозяйства, 1961.
6. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ МОНИТОРИНГА
ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОАО «КОВДОРСКИЙ ГОРНО-
ОБОГАТИТЕЛЬНЫЙ КОМБИНАТ»**

А.А. Власов, В.А. Петрова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время, с развитием информационных технологий и средств обработки информации и моделирования геоинформационные системы получили широкое распространение в геоэкологии. Программные средства обработки данных позволяют как можно точнее прогнозировать поведение той или иной геосистемы под воздействием множества факторов, как естественных, так и антропогенных. Геоинформационные системы содержат данные о пространственных объектах в форме их цифровых представлений, что позволяет оптимизировать процесс моделирования.

Системы мониторинга являются сложным комплексом различных методов анализа и контроля воздействия на окружающую среду. В ходе проводимых мероприятий получается большой массив разнородных данных. Многофункциональное программное обеспечение позволяет систематизировать, обобщить и применить для построения необходимой модели геосистемы. Геоинформационные системы позволяют выполнять все необходимые действия и, таким образом, оптимизировать работу экологов.

В данной статье предлагается рассмотреть возможность создания систем экологического мониторинга поверхностных и подводных вод с использованием геоинформационных систем. На комбинате разрабатываются и обогащаются бадделит-апатит-магнетитовые и маложелезистые апатитовые руды. Основной продукцией ОАО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат» является железорудный, апатитовый и бадделитовый концентраты. Ковдорский горно-обогатительный комбинат – комплексный источник нарушений и загрязнений окружающей среды. Предприятие оказывает сильное воздействие на гидросферу. Для оценки состояния водных объектов в зоне воздействия ОАО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат» в полевой сезон 2010 г. проводилось инженерно-экологическое обследование. Было показано, что в результате интенсивной хозяйственной деятельности изменился естественный гидрохимический и водный режимы, баланс водных объектов Ковдорского района и как следствие – изменения в сообществах гидробионтов. В результате деятельности предприятия увеличилась минерализация природных вод, по показателю жесткости вода из категории очень мягких перешла в категорию умеренно жестких. По водородному показателю рН воды перешли из разряда кислых в подщелочные. Содержание сульфатов, фосфатов и ряда других элементов в природных водах превышает ПДК для водных объектов рыбохозяйственного назначения. В табл. приведены значения концентраций вод в условно-фоновых водоемах и водоемах, находящихся в зоне воздействия производственных объектов комбината.

Таблица

Гидрохимические показатели, отражающие природное состояние водоемов

Показатель	Озеро Ковдор (объект в зоне воздействия комбината)	Условно-фоновые водоемы Ковдорского района
Ca ²⁺ , мг/л	23,3	5,0
Mg ²⁺ , мг/л	11,2	1,5
Na ⁺ , мг/л	19,7	2,76
K ⁺ , мг/л	10,1	0,97
HCO ₃ ⁻ , мг/л	77,3	25
SO ₄ ²⁻ , мг/л	86,2	3,3
Cl ⁻ , мг/л	4,43	0,9
Нитраты, мг/л	0,786	0,026
Фосфаты, мг/л	0,186	0,008
Кремний, мг/л	4,52	4,2
Ni ²⁺ , мкг/л	0,7	0,1
Cu ²⁺ , мкг/л	0,8	0,2
Sr ²⁺ , мкг/л	1269	102
Mn ²⁺ , мкг/л	62	6,7
Al ³⁺ , мкг/л	36	16
Fe ³⁺ , мкг/л	73	71

Из приведённых данных видно, что превышения фоновых значений для определённых компонентов составляют десятки, а иногда и сотни раз. Подобный уровень загрязнения недопустим для водоёмов обеспечивающих водоснабжение населённых пунктов.

Идея создания системы мониторинга вод в районе воздействия Ковдорского горно-обогатительного комбината на основе геоинформационных систем возникла с целью снижения уровня загрязнённости поверхностных и подземных вод. Меньшие выбросы загрязняющих веществ снизят уровень опасности водоёмов

для граждан, проживающих в данном регионе. Автоматизированная система мониторинга позволит оперативно получать данные о сбросах вод с превышением допустимого содержания загрязняющих веществ. Кроме того, подобный мониторинговый комплекс позволит оптимизировать работу очистных сооружений предприятия, а также разработать комплекс новых очистных сооружений.

Створы для забора воды на анализ должны быть расположены в местах сброса сточных вод в водную систему региона, а также должны быть установлены промежуточные пункты, с целью наблюдения за динамикой осадения и разбавления загрязняющих компонентов в реках и озере. Сброс сточных вод комбината производится в водную систему: р. В. Ковдора – оз. Ковдору – р. Н. Ковдора через 4 выпуска. Через выпуск №1 производится сброс карьерных вод от западного ряда водопонижающих скважин рудника «Железный» в р. В. Ковдора. Через выпуск №2 производится сброс карьерных вод от северного ряда водопонижающих скважин рудника «Железный» в водоотводный канал р. В. Ковдора. Через выпуск №3 – сброс с отстойника карьерных вод в оз. Ковдору. Через выпуск №6 – сброс излишков осветленных и фильтрационных вод хвостохранилища обогатительного комплекса комбината после вторичного отстойника в р. Можель с последующим выпуском в р. Н. Ковдора. Дополнительные створы следует установить у истока р. Н. Ковдора, в устье р. Можель и через 500 м вниз по течению после устья р. Можель.

Кроме того, необходимо создать систему мониторинга подземных вод. Контрольные скважины следует пробурить по периметру хвостового хозяйства, с целью наблюдения за характером миграции загрязняющих веществ с территории хвостохранилищ с подземными водами.

В результате проведения регулярных замеров, в нашем распоряжении будет обширный массив данных, позволяющих оценить текущую ситуацию в рассматриваемом районе. Использование геоинформационных систем, например, ArcView, дополненных необходимыми модулями позволяют оперативно произвести все необходимые расчёты и создать наиболее точную картину распространения загрязняющих веществ. В дополнение к этому, программное обеспечение подобного рода позволит спрогнозировать изменение ситуации в районе, в зависимости от изменения тех или иных факторов, таких как, например, количество осадков или температурный режим. Полученные данные будут визуализированы и применены к топографической основе.

Конечным результатом создания системы мониторинга поверхностных и подземных вод в зоне воздействия Ковдорского горно-обогатительного комбината планируется прекращение поступления загрязняющих веществ в водную систему района, а также её очищение. Вслед за этим следует установить источники вторичного загрязнения (к примеру – донные отложения) и ликвидировать их.

ВОДНЫЙ ПЕРИОД ФОРМИРОВАНИЯ ЧЕЛОВЕКА

М.С. Горохова

Научный руководитель профессор В.Н. Сальников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как и в вопросе происхождения Вселенной и жизни, существует представление о божественном творении человека. «И сказал Бог; сотворим человека по образу своему» (Бытие.1. 26, 27). В индийской мифологии мир происходит из первого прачеловека – Пуруши. Во многих первобытных племенах были распространены представления о том, что их предки произошли от животных и даже растений (на этом основано представление о тотемах), такие верования встречаем у так называемых отсталых народов до сих пор. В античности высказывались мысли о естественном происхождении людей из ила (Анаксимандр). Тогда же заговорили о сходстве человека и обезьяны (Ганнон из Карфагена). Гипотезу африканской прародины современного человека в своем варианте подержали генетики. Американский исследователь А. Уилсон, совместно с коллегами из Калифорнийского университета, предложил гипотезу так называемой «Африканской Евы»: все современное человечество, по мнению этого автора, произошло от одной женщины, жившей в Африке, южнее Сахары, примерно 100 – 200 тыс лет назад. Вывод базируется на анализе мирового распределения типов митохондриальной ДНК.

Предполагается, что *Homo sapiens* из африканского центра расселился по всей ойкумене, вытесняя все другие группы гоминид (без метисации). Гипотеза основана на серьезных статистических расчетах и, хотя в настоящее время достаточно резко критикуется, является несомненным вкладом в обоснование моноцентристской теории генезиса современных рас. Постулируемое А. Уилсоном «вытеснение без метисации», вряд ли можно представить себе без существования каких-то непроницаемых внешних барьеров, которые могли бы предотвратить смешение при контактах в периоды активных миграций. Кроме того, палеоантропологические материалы свидетельствуют скорее в пользу метисации на самых различных уровнях эволюции гоминид. Варибельность признаков двух эволюционных стадий (*Homo erectus* и *Homo sapiens*) наводит на мысль об отсутствии таксономической, а, следовательно, биологической обособленности разных групп гоминид. Так что идея объединения всех представителей рода *Homo* в один вид представляется вполне разумной. Таким образом, судя по всему, имели место «сетевидная эволюция» как нечто присущее роду *Homo*, как следствие особенностей его бытия и развития. Поэтому гипотеза «Африканской Евы» представляется слишком односторонней: она не учитывает связей и взаимоотношений внутри многообразного, быстро развивающегося конгломерата групп, каким во все времена было человечество [2].

В настоящее время обсуждаются гипотезы о происхождении человека от внеземных существ, посещавших Землю, или даже от скрещивания космических пришельцев с обезьянами. Но господствует в науке с 19 века вытекающая из теории эволюции Дарвина концепция происхождения человека от высокоразвитых

предков современных обезьян. Она получила в 20 веке генетическое подтверждение, поскольку из всех животных по генетическому аппарату ближе всего к человеку оказались шимпанзе. Дарвин утверждал, что движущая сила биологической эволюции – борьба за существование и естественный отбор в ней наиболее приспособленных и сильнейших. В основе его предположения лежит идея, что кажущаяся целесообразность, гармоничность, даже красота живой природы порождены игрою случая, а правила этой игры ограничены лишь безличными и слепыми Законами Природы. Поскольку человек, очевидно, имеет много общего с другими живыми существами, то вполне логичным было и следующее соображение Дарвина: причина появления «венца творения» – человека – тоже лишь совпадение ряда случайностей. Эти идеи господствуют в биологии и антропологии и по сей день. Человек принадлежит к семейству Гоминиды, отряда Приматы, класса Млекопитающие. Семейство гоминиды отделилось от высших узконосых обезьян где-то между 14 и 4 млн лет назад. Более точно определить нельзя, так как никаких остатков человекообразных в течение этих 10 млн лет (от 14 до 4 млн лет) не найдено. [3]. Это первая загадка появления человека. Предполагают, что это была антропогенная эпидемия, как это случается с вирусами гриппа и другими инфекционными заболеваниями. Если это так, то человек мог появиться в кратчайшие сроки, всего за 1 – 2 тыс лет в интервале 3,5 – 1,5 млн лет назад. Действительно, ведь до количества 6 млрд население увеличилось всего за 200 лет. Другой вопрос, как появился разум и сознание, а для этого нужно было увеличиться мозгу приматов в 2 – 3 раза. Маловероятно, что это было сделано за счет трудовой деятельности. Человек, вероятно, начал работать от того, что его мозг уже требовал интеллектуального труда. Времени на эволюцию мозга в труде не было. Да и куда делись 10 млн лет этой эволюции, если никаких переходных форм человека за это время не возникло. Без глобальной биологической катастрофы невозможно появление человека считает С. Лем [4]. Но должен ли также и разум порождаться разрушительным катаклизмом? Ветвь эволюционного древа, на которой появились млекопитающие, не разрослась бы и не обеспечила им главенства среди животных, если бы на рубеже мелового и третичного периодов, примерно 65 млн лет назад, Земля не пережила бы катастрофу, вызванную падением метеорита или спутника Перуна весом 3,4 – 4 триллиона тонн [8].

Динозавры господствовали на суше, в воде и в воздухе на протяжении 200 млн лет и внезапно вымерли в конце мезозоя. Если бы этого не случилось, то носителем разума, вероятнее всего, стал бы динозавр [3]. Можно предполагать, что природа ни один раз пыталась «создать» разум на Земле, выбирая биообъекты – пресмыкающиеся, насекомые, млекопитающие...? Остается открытым вопрос, смог бы разум появиться на Земле без катастрофы, которая произошла 65 млн лет назад и появилась в иной форме, чем наша, не гоминиоидной форме. В учебной литературе и в большинстве научных публикаций придерживаются эволюционной гипотезы происхождения человека и разума [7]. У человека не найдено ни одного белка и фермента, который бы полностью отсутствовал у других позвоночных. Неизвестные гены, обеспечивающие эволюционное преимущество человека. Возникает еще один вопрос: когда древний человек сбросил шерсть (облез) и как мог развиваться этот процесс и какое значение он имел для становления человека [6]. К трем признакам отличия человека от животных относятся: прямохождение, пригодная для тонких движений рука, чрезвычайно развитый мозг (появление второй сигнальной системы), А.Г. Маленков и Е.И. Ковалев предлагают приставить четвертый – голая кожа. Потерю шерсти можно рассматривать как важный эволюционный признак, окончательно отделивший человека от его волосатого предка. Кожа обеспечивает целостность организма и служит средством связи с окружающей средой. Медико-биологические данные не оставляют сомнений, что потеря шерстяного покрова произошла параллельно с развитием мозга предков человека и имела огромное значение для становления *Homo sapiens*.

По теоретическим расчетам, основанным на хорошо известных для млекопитающих соотношениях между размерами тела матери, плода и сроками беременности, продолжительность беременности у человека должна была составлять 11 месяцев. Возможно, у наших далеких предков так оно и было. По мнению известного немецкого палеонтолога Л. Болька, человек – это полузрелый зародыш обезьяны. Плод шимпанзе и гориллы – голый в 8 – 9 месяцев, но с густой шапкой волос на голове. По-видимому, потеря волосяного покрова произошла у человека в результате фиксации, имеющейся у гоминид онтогенетической программы, соответствующей по времени 8 – 9 месяцам эмбрионального развития. Кожный рельеф ладони и стопы формируется на 9 – 12 неделе эмбриогенеза из эктодермы того же зародышевого листа, из которого развивается и центральная нервная система. В процессе эволюции кожа перестает быть только барьерно-защитным органом и становится наряду с этим органом чувств, чувствительной мембраной [6].

Все перечисленные процессы антропогенеза можно удовлетворительно объяснить посредством гипотезы водного периода формирования *Homo sapiens*. Впервые такая точка зрения была озвучена студентом института природных ресурсов Томского политехнического университета А.С. Смирновой на XV Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова в 2011 г. Эта точка зрения становится всё более состоятельной в связи с работами в области самоорганизации процессов, связанных с водными системами [11, 12]. В 1959 г. по решению Межведомственного стратиграфического комитета СССР кайнозойская эра разделена на три периода: палеогеновый, неогеновый и четвертичный (антропогенный). Первые теплокровные мелкие примитивные млекопитающие появились уже в триасе (248 – 213 млн лет). Млекопитающие триаса были яйцекладущими, как ехидна и утконос. Считают, что в течение третичного периода (палеогенового), который начался 66 млн лет назад и закончился 25 млн лет назад, обособился отряд приматов. В первой половине третичного периода были широко распространены леса тропического и субтропического типа и успели возникнуть все современные отряды млекопитающих. Предположительно в начале кайнозоя в палеоцене (55 млн лет) после космической катастрофы часть человекообразных обезьян спустились в море, которое было теплым и насыщено разнообразными животными, которых можно было употреблять в пищу. Киты (млекопитающие) с

суши тоже ушли в море и стали морскими животными. Предок человека, уйдя в водные бассейны, уменьшил вес тела, сбросил шерсть, выпрямился, видоизменил позвоночник (на S-образный), приобрел стопу, увеличил размер мозга, освободил руки для добывания пищи. В воде уменьшился период беременности с 11 до 9 месяцев, что привело к рождению детей с кожей непокрытой волосами. Это произошло на больших пространствах побережий Африки, Средиземноморья, Индийского, Тихого океанов. Климат в палеогене на планете был мягче современного. Так в раннем и среднем эоцене среднегодовая температура составляла +27 °С, но к концу эоцена (38 млн лет) она понизилась со +(7 – 10°С) как в настоящее время. Человеку, сформированному в воде, приходилось все чаще выходить из водных бассейнов и добывать пищу на суше. На суше в это время в результате сокращения лесных площадей одни из форм человекообразных обезьян отступили вглубь лесов, другие спустились с деревьев на землю и стали осваивать открытые пространства параллельно с *Homo sapiens*.

Литература

1. Вилли К. Биология. – М.: Мир, 1968. – 808 с.
2. Зубов А.А. Дискуссионные вопросы антропогенеза // Человек. – Москва, 1997. – № 1. – С.5 – 18.
3. Кэррол Л.Ф., Милдред А.Ф. Каменная книга. Летопись доисторической жизни. – М.: Наука, 1997. – 624с.
4. Лем С. Принцип разрушения как творческий принцип // Природа. – Москва, 1987. – № 9. – С. 68 – 77.
5. Лима-де-Фария А. Эволюция без отбора. Эволюция формы и функции. – М.: Мир, 1991. – 456 с.
6. Маленков А.Г., Ковалев И.Е. Кожа и происхождение человека. // Природа. – Москва, 1986. – № 6. – С.76 – 83.
7. Малиновский А.А. Системная логика дарвинизма // Природа. – Москва, 1983. – № 10. – С. 46 – 55.
8. Пухляков Л.А. Обзор геотектонических гипотез. – Томск: ТГУ, 1970. – 265 с.
9. Сальников В.Н., Потылицына Е.С. Геология и самоорганизация жизни на Земле. – Томск: STT, 2008. – 480 с.
10. Фролов И.Т. На пути к единой науке о человеке // Природа. – Москва, 1985. – № 8. С. 65 – 75.
11. Шварцев С.Л. Прогрессивно самоорганизующиеся абиогенные диссипативные структуры в геологической истории Земли // Литосфера. – Екатеринбург, 2007. – №1. – С. 65 – 89.
12. Шварцев С.Л. С чего началась глобальная эволюция // Вестник Российской академии наук. – Москва, 2010. – №3. – С. 235 – 244.

КАЧЕСТВО ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЗОНЫ АКТИВНОГО ВОДООБМЕНА В РАЙОНЕ ГОРОДА ДАУГАВПИЛС А.Г. Гридасов

Латвийский центр окружающей среды, геологии и метеорологии, г. Рига, Латвия

Город Даугавпилс расположен на юго-востоке Латвийской Республики. Являясь крупным промышленным и транспортным центром, город нуждается в бесперебойном водоснабжении со стабильным расходом и качеством воды. Централизованное водоснабжение города осуществляется за счет эксплуатации подземных вод тремя водозаборами с общей производительностью 40 тыс. м³/сут. Децентрализованный водоотбор скважинами отдельных предприятий достигает 10 тыс. м³/сут. Водозаборные скважины эксплуатируют горизонты гауйско-арукюлаского водоносного комплекса, реже – межморенный напорный горизонт четвертичных отложений. Эксплуатируемые горизонты относят к зоне активного водообмена и служат резервуаром пресных вод хозяйственного-питьевого назначения в регионе.

Пригодность подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения определяется их качеством: физическими свойствами, величиной минерализации, концентрацией нормируемых показателей. Качество подземных вод зависит от совокупности и взаимодействия ряда факторов, таких как условия питания и разгрузки, интенсивность эксплуатации, техногенная нагруженность территории, свойства вмещающих пород, взаимодействие с некондиционными водами смежных горизонтов [1].

Исследуемый район находится в юго-восточной провинции Восточно-Латвийской низменности. Территория низменности характеризуется полого-волнистой поверхностью с абсолютными отметками порядка 110–130 м. Здесь развиты лимногляциальные и дельтовые равнины, на которых в результате деятельности ветра на значительных площадях развивается дюнный рельеф. Климат района – переходный от морского к континентальному, определяется физико-географическими условиями северо-запада Евразии близ берегов Балтийского моря. Число дней с осадками в течение года достигает двухсот, при этом выпадает от 500 до 800 мм осадков. Поскольку за год на испарение расходуется 67 % общей суммы осадков, вся республика относится к зоне избыточного увлажнения.

Гидрогеологические условия района определяются геологическим строением, особенностями питания и разгрузки горизонтов. По геологическим условиям район относится к типичным платформенным областям. Кристаллический фундамент здесь перекрыт мощной толщей осадочных пород. Зона активного водообмена расположена в терригенно-карбонатных породах средне-верхнедевонского возраста и перекрывающими их четвертичными отложениями (рис.). Нижняя граница зоны активного водообмена определяется региональным водоупором – карбонатными отложениями наровской свиты среднего девона ($D_2 nr$). Выше залегают водоносные горизонты гауйско-арукюлаского комплекса: арукюлаский ($D_2 ar$), буртниекий ($D_2 br$) и гауйский ($D_3 gi$). Литологическое строение горизонтов примерно одинаково и представляет собой чередующиеся серии слабосцементированных песчаников, алевролитов и глин. Венчают разрез четвертичные отложения ледникового и водноледникового происхождения, которые местами так же содержат пресные воды в достаточном для водоснабжения количестве. Гауйский и четвертичный межморенный горизонты гидравлически и гидрохимически едины, поскольку не имеют изоляции и нередко замещают друг друга в одном интервале абсолютных отметок. Подчетвертичная поверхность расчленена густой сетью погребенных врезов, начало

формирования которых относят к дочетвертичному времени. В современном рельефе погребенные долины не выражены. Отдельные участки долин прорезают зону активного водообмена на полную мощность, достигая отложений наровской свиты среднего девона. Вследствие этого рассматриваемые водоносные горизонты имеют прямую гидравлическую связь через бортовые участки погребенных долин, что подтверждается близкими значениями и синхронностью изменения их уровней.

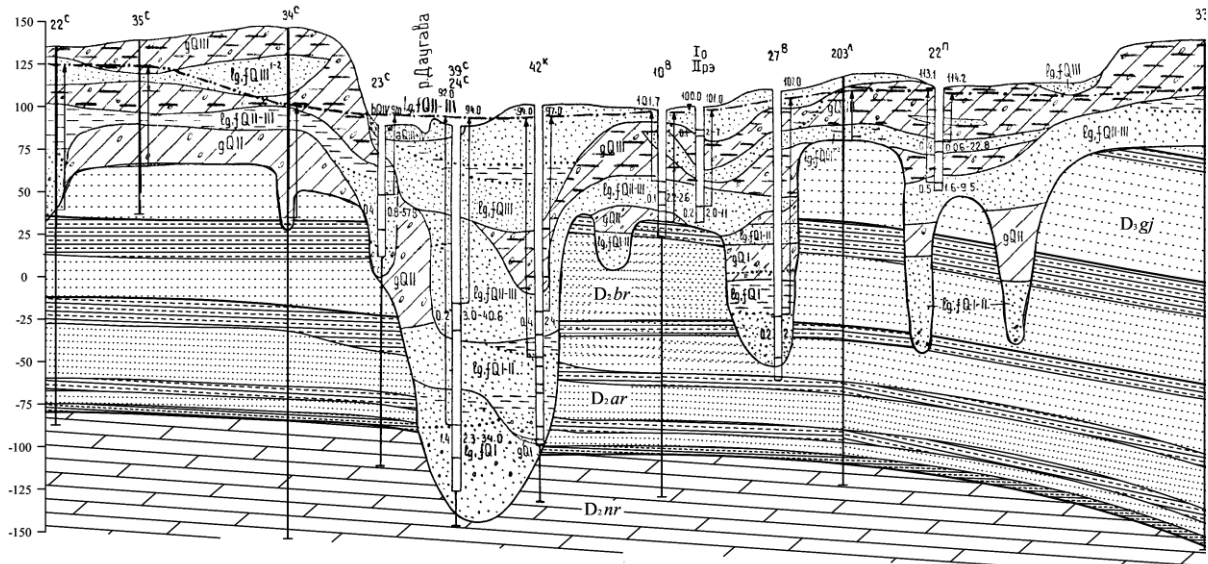


Рис. Гидрогеологический разрез зоны активного водообмена в Даугавпилсском районе

Уровеньный режим водоносных горизонтов определяется распределением их питания и эксплуатации во времени. Климатическими условиями района обусловлено неглубокое залегание уровней и их выраженные сезонные колебания. По данным многолетних наблюдений уровеньного режима водоносных горизонтов на территории республики выявлено, что для всех водоносных горизонтов зоны свободного водообмена характерны сезонные колебания уровней, синхронные с изменениями уровней грунтовых вод. При этом характерные годовые амплитуды затухают с увеличением мощности перекрывающих толщ, а величина колебаний уровней напорных вод не превышает колебания грунтовых (средняя амплитуда в пределах 1 м).

Зона активного водообмена вмещает преимущественно гидрокарбонатные магниево-кальциевые воды с характерными значениями минерализации 0,1 – 0,4 г/дм³. Величину минерализации 0,4 г/дм³ можно считать верхним пределом для инфильтрогенных вод в данном районе. Для плановой гидрогеохимической зональности характерны невысокие отклонения минерализации, которая изменяется от значений 0,1 – 0,2 на водоразделах до 0,3 – 0,4 г/дм³ в областях разгрузки. Вертикальная гидрогеохимическая зональность отчетливо выражена в увеличении концентраций главных ионов с глубиной. Наибольшая пестрота распределения химического состава подземных вод наблюдается вдоль долины реки Даугавы в черте города. Здесь констатируются значения минерализации до 1,0 г/дм³. При общей тенденции к увеличению концентраций хлоридов, сульфатов и натрия, встречаются воды с нетипичным составом макрокомпонентов.

В подземных водах зоны активного водообмена содержится много железа, особенно высокие концентрации (до 6 мг/дм³) констатированы в буртниеком и арукюласком горизонтах. Повсеместно преобладают закисные формы железа. Наряду с незначительным присутствием сероводорода (0,002 – 0,038 мг/дм³) и преобладанием аммония среди минеральных форм азота, это свидетельствует о невысоких положительных значениях Eh подземных вод. Констатация окисного железа и нитратов объясняется окислением проб воды в процессе их отбора и хранения. Жесткость подземных вод коррелирует с минерализацией, изменяясь от 2 – 3 мг-экв/дм³ (при M = 0,1 – 0,2 мг/дм³) до 5 – 6 (при M = 0,3 – 0,4 мг/дм³). Кислотно-щелочные условия характеризуются как слабощелочные, значения pH изменяются в пределах 7 – 8. Перманганатная окисляемость повсеместно имеет повышенные значения, средние величины 7,6 – 7,8 мг O₂/дм³.

Таблица

Характерные показатели качества подземных вод

Горизонт г	M, мг/дм ³	Жест- кость, мг-экв/ дм ³	Анионы, мг/дм ³					Катионы, мг/дм ³				
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₂ ⁻	NO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Fe ²⁺	NH ₄ ⁺
D ₃ gj+Q	160	2,4	152	8	7	0,1	20	32	9	8	0,6	0,1
D ₂ br	230	3,9	232	9	7	1	20	48	18	7	1,5	0,1
D ₂ ar	360	5,3	354	9	10	2	1	66	24	22	1,6	0,2

Химический состав подземных вод зоны активного водообмена на всей территории района за редким исключением аномальных зон, определяется литологией и геохимией водовмещающих пород, а также продолжительностью их взаимодействия. Определяющим процессом формирования химического состава подземных вод здесь является углекислотное выщелачивание алюмосиликатных пород при активной инфильтрации атмосферных осадков.

Гидрокарбонатный магниевый-кальциевый тип подземных вод обусловлен как составом атмосферных осадков, так и особенностями вмещающих пород [3], в которых наиболее интенсивно выщелачивается карбонатный цемент девонских песчаников и алевролитов. Накопление хлор-ионов связано со степенью испарения подземных вод. Сульфат-ион образуется в результате окисления сульфидных минералов и частично заимствуется из атмосферных осадков. Привнесение вещества атмосферными осадками объясняет также повышенные концентрации хлорид- и сульфат-ионов в грунтовых водах. Фоновые значения аммония (десять доли мг/дм³) имеют своим первоисточником так же атмосферные воды. Серьезную проблему при использовании подземных вод в районе представляет повсеместно высокое содержание железа [2]. Источником ионов железа являются породы, содержащие как железистый цемент, так и минералы железа – пирит, сидерит, гематит, гидроокислы железа. При этом обогащение подземных вод буртнякского и арукюлаского горизонтов выше, чем гауйского и четвертичного, поскольку отложения среднего девона отличаются более железистым цементом в песчаниках и высоким количеством железосодержащих минералов.

Следует отметить, что при благоприятной общей обстановке, отдельными скважинами констатированы воды с аномально высокой минерализацией и нетипичным составом макрокомпонентов. Аномалии приурочены к наиболее глубоким участкам погребенных долин, в которых возникают условия для инъекции соленых вод пернавского горизонта, залегающего под региональным водоупором наровских отложений. Однако в настоящее время тенденции к увеличению засоленных ареалов не наблюдается и качество подземных вод (см. таблицу) в районе города в целом соответствует нормам, за исключением повышенного содержания железа.

Литература

1. Белоусова А.П., Гавич И.К. и др. Экологическая гидрогеология. – М.: Академкнига, 2006. – 50 с.
2. Зекцер И.С. Подземные воды как компонент окружающей среды. – М.: Научный мир, 2001. – 205 с.
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1978. – 244 с.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АЛКАНОВ В ОРГАНИЧЕСКОМ ВЕЩЕСТВЕ ТОРФА РАЗРЕЗА БОЛОТА «ТЁМНОЕ» М.А. Дучко¹

Научные руководители научный сотрудник И.В. Русских²,
младший научный сотрудник Е.В. Гулая²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В работе был проанализирован состав и распределение n-алканов в торфе болота Тёмное (Томская область) на глубине до 265 см. Образцы торфа отбирали с шагом 5 – 10 см. В образцах были определены: ботанический состав микроскопическим методом и степень разложения (R) методом центрифугирования. Торф предварительно обезвоживали до воздушно-сухого состояния и измельчали. Битумоиды были сконцентрированы путем экстракции 7 %-ным раствором метанола в хлороформе с последующим хроматографическим разделением на колонке с оксидом алюминия, в качестве элюента использовали гексан. Молекулярный состав органических соединений исследовали методом ГХ-МС с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия) в соответствии с [1]. Содержание отдельных структур определяли по площади соответствующих пиков на хроматограммах с использованием внутреннего стандарта и поправочных коэффициентов, определенных для каждого класса соединений.

Наиболее представительной группой УВ большинства исследованных торфов являются алканы, представленные преимущественно набором гомологов n-алканов. Исследованные торфа различаются по содержанию индивидуальных представителей n-алканов. В торфе на глубине от 100 до 165 см доминирует n-алкан C₂₃, на остальных глубинах преобладает n-алкан C₂₅. В торфах, в ботаническом составе которых зафиксировано присутствие остатков пушицы, повышено содержание гомолога C₃₁.

Отмечено заметное преобладание нечетных n-алканов над четными, особенно в высокомолекулярной части хроматограмм. Степень преобладания молекул с нечетным числом атомов углерода можно оценить с помощью индекса CPI (Carbon Preference Index) – коэффициента нечетности, который представляет собой отношение концентраций нечетных гомологов к четным [2, 3]. Значения средней длины углеродной цепочки (ACL) также показывают доминирование определенных n-алканов на различной глубине. Значения CPI варьируются от 3,42 до 8,03, а ACL от 25,4 до 26,7.

На рис. показано изменение концентраций индивидуальных низкомолекулярных n-алканов, а также некоторых геохимических параметров с глубиной.

Концентрация низкомолекулярных n-алканов (C₂₃ и C₂₅) меняется от 0,42 до 20,03 мкг/г торфа, а высокомолекулярных (C₃₁ и C₃₃) – от 0,05 до 5,42 мкг/г торфа. Максимальные концентрации n-алканов C₂₃, C₂₅, C₃₁ и C₃₃ наблюдаются на глубине 125 см. Соотношение концентраций n-алканов C₂₃ и C₃₁ варьируется от 1,45 до 5,23, а n-алканов C₃₃ и C₃₁ – от 0,13 до 0,29. Самые высокие значения соотношения концентраций n-алканов C₂₃ и C₃₁ наблюдаются на глубине 105 и 185 см; на этих же глубинах уменьшается средняя длина углеродной цепи.

Такой сдвиг обусловлен как увеличением абсолютного содержания низкомолекулярных н-алканов, так и снижением содержания высокомолекулярных н-алканов.

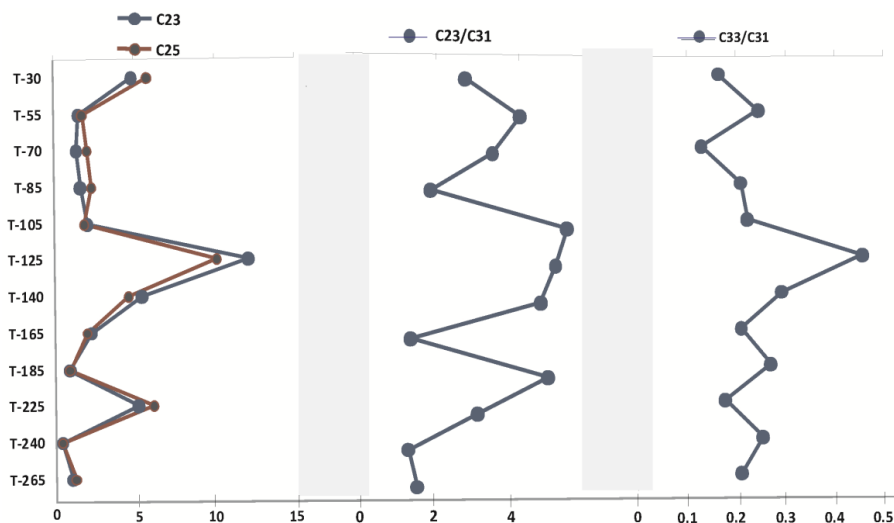


Рис. Изменение концентраций н-алканов C_{23} и C_{25} , а также соотношения концентраций н-алканов C_{23} к C_{31} и C_{33} к C_{31} с глубиной

В табл. 1 представлены степень разложения, суммарные концентрации н-алканов, значения CPI и ACL исследованных торфов.

Самые высокие концентрации н-алканов наблюдаются на глубине 30, 125 и 225 см. По результатам ботанического и химического состава торфов можно сделать вывод, что торф на этих глубинах образован преимущественно остатками сфагнома и пушицы (125 см).

Резкое доминирование высокомолекулярных н-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекулах и соответственно высокий коэффициент нечетности указывают на основной источник этих соединений – наземные растения и на отсутствие термического воздействия на захороненное в осадке органическое вещество

Четкой зависимости между степенью разложения и коэффициентом нечетности (CPI) н-алканов не наблюдается. Это может быть обусловлено небольшими различиями в степени разложения проанализированных торфов. Для более четкого определения влияния степени разложения торфа на состав присутствующих в нем органических соединений необходимо проведение отбора и анализа торфов с большой степенью разложения.

Таблица

Характеристика исследованных торфов

Глубина отбора торфа, см	Вид торфа	R, %	Содержание в сухом торфе		CPI	ACL
			Липиды, %	Н-алканы, мкг/г		
30	Фускум	4	1,3	25,39	5,83	25,95
55	Магелланикум	5	6,5	8,16	5,04	25,80
70	Фускум	5	5,0	8,21	5,55	25,71
85	Пушицево-сфагновый	5,5	6,8	10,85	4,82	26,21
105	Фускум	3,5	4,2	9,56	4,37	25,40
125	Магелланикум	6	5,8	65,55	8,03	25,52
145	Фускум	7	6,1	22,96	4,48	25,62
165	Пушицевый	21	4,1	14,22	4,88	26,66
185	Магелланикум	5	6,5	6,06	3,42	25,52
225	Фускум	8	7,5	27,02	5,72	25,86
245	Пушицевый	20	11,2	3,67	3,84	26,70
265	Пушицево-сфагновый	12	15,8	6,31	6,58	26,48

Литература

1. МУК 4.1.663-97. Методические указания. – М.: ИИЦ Минздрава России, 1997.
2. Pancost R.D., Baas M., Van Geel B., Sinninghe Damste J.S. Biomarkers as proxies for plant inputs to peats: an example from a sub-boreal ombrotrophic bog // Organic geochemistry. – Great Britain, 2002. – № 33. – P. 675 – 690.
3. Шевкопляс В.Н., Бутузова Л.Ф., Стефанова М., Маринов С., Янева Н.Д. Идентификация и распределение реликтовых соединений (биомаркеров) в смолах пиролиза углей // Вопросы химии и химической технологии. – Днепропетровск, 2009. – № 5. – С. 61 – 70.

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КИСЛОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ В ОРГАНИЧЕСКОМ
ВЕЩЕСТВЕ ТОРФА РАЗРЕЗА БОЛОТА «ТЁМНОЕ»**

М.А. Дучко¹

Научные руководители научный сотрудник И.В. Русских²,
младший научный сотрудник Е.В. Гулая²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В работе были определены концентрации кислородсодержащих соединений в торфах болота Тёмное (Томская область) на глубине до 265 см. Среди них были идентифицированы органические кислоты, их метиловые, этиловые и изопропиловые эфиры, альдегиды, ациклические и алициклические кетоны, ациклические, алициклические и ароматические спирты, а также фосфаты.

Органические компоненты выделяли из торфов экстракцией раствором 7 % метанола в хлороформе при 60 °С. Молекулярный состав органических соединений исследовали методом ГХ–МС с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия). Хроматограф: кварцевая капиллярная хроматографическая колонка фирмы «Thermo Scientific» с внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщина фазы 0.25 мкм, неподвижная фаза – TR-5MS; газ-носитель – гелий, температура испарителя 250°С, температура интерфейса 250°С; программа нагрева термостата хроматографа: $t_{нач} = 80^{\circ}\text{C}$, изотерма в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 4 град/мин до $t_{макс} = 300^{\circ}\text{C}$. Масс-спектрометр: метод ионизации - электронный удар; энергия ионизирующих электронов – 70 эВ; температура ионизационной камеры – 250°С; диапазон регистрируемых масс – 50 – 500 а.е.м.; длительность развертки спектра – 1 сек.

Концентрации отдельных классов кислородсодержащих соединений, а также их суммарные концентрации приведены в табл.

Максимальное значение суммарного содержания кислородсодержащих соединений наблюдается для торфа, отобранного на глубине 125 см. Этот торф также характеризуется самыми высокими концентрациями кетонов, спиртов и фосфатов.

В целом содержание кетонов, кислот и спиртов в исследованных торфах значительно превышает содержание эфиров, альдегидов и фосфатов. Типичные для торфов виды молекулярно-массового распределения жирных кислот характеризуются преобладанием молекул с четным числом атомов углерода. Ряд жирных кислот включает в себя соединения с числом атомом углерода от 6 до 22, причем во всех образцах торфа в той или иной степени доминирует пальмитиновая кислота (C_{16}).

Во всех торфах обнаружен широкий ряд n-алканонов диапазоном C_{15} – C_{33} , их распределение характеризуется наличием выраженного максимума, приходящегося на C_{27} , но в образцах, отобранных на глубине 165, 185, 225, 245 и 265 см, появляется дополнительный максимум на C_{21} . В низинном торфе кетоны C_{27} и C_{29} близки между собой по содержанию. Максимум в распределении n-альдегидов приходится на гомологи C_{24} и C_{26} .

Метиловые эфиры карбоновых кислот представлены рядами C_{12} – C_{31} с преобладанием гомологов с нечетным количеством атомов углерода.

На рис. 1 представлено распределение n-кислот, их метиловых эфиров, альдегидов и кетонов в торфах, отобранных на глубине 85 и 225 см.

Таблица

Концентрации кислородсодержащих соединений в исследованных торфах

Глубина отбора торфа, см	Содержание в сухом торфе, мкг/г						
	Кислоты	Эфиры	Альдегиды	Кетоны	Спирты	Фосфаты	КОС
30	20,12	0,75	0,82	17,39	10,34	0,05	49,5
55	4,28	0,22	0,32	3,99	2,16	0,02	11,09
70	4,17	0,24	0,70	7,52	4,72	0,01	17,4
85	7,29	0,57	0,41	9,17	5,97	0,04	23,5
105	1,83	0,18	1,25	3,79	2,26	0,01	9,3
125	17,34	1,25	2,78	37,18	28,67	0,14	87,4
145	5,83	0,83	1,87	5,78	3,53	0,02	17,9
165	3,87	0,44	3,03	10,23	5,07	0,01	22,7
185	1,03	0,09	1,08	3,97	1,75	0,01	7,9
225	11,02	1,37	7,33	18,43	7,85	0,03	46,0
245	1,18	0,04	1,85	8,62	1,78	0	13,5
265	2,04	0,25	0,70	4,24	2,43	0,01	9,7

В торфах также были идентифицированы бициклические терпеноидные спирты ряда кадинола, а также кубенол и ледол. Во всех торфах доминируют изомеры кадинола. Кроме того, в низинном древесном торфе, а также в верховых торфах с глубин 85, 165, 225 и 265 см, т.е. в основном в пушицевых и пушицево-сфагновых торфах был обнаружен представитель химачаленов. Структуры этих соединений представлены на рис. 2.

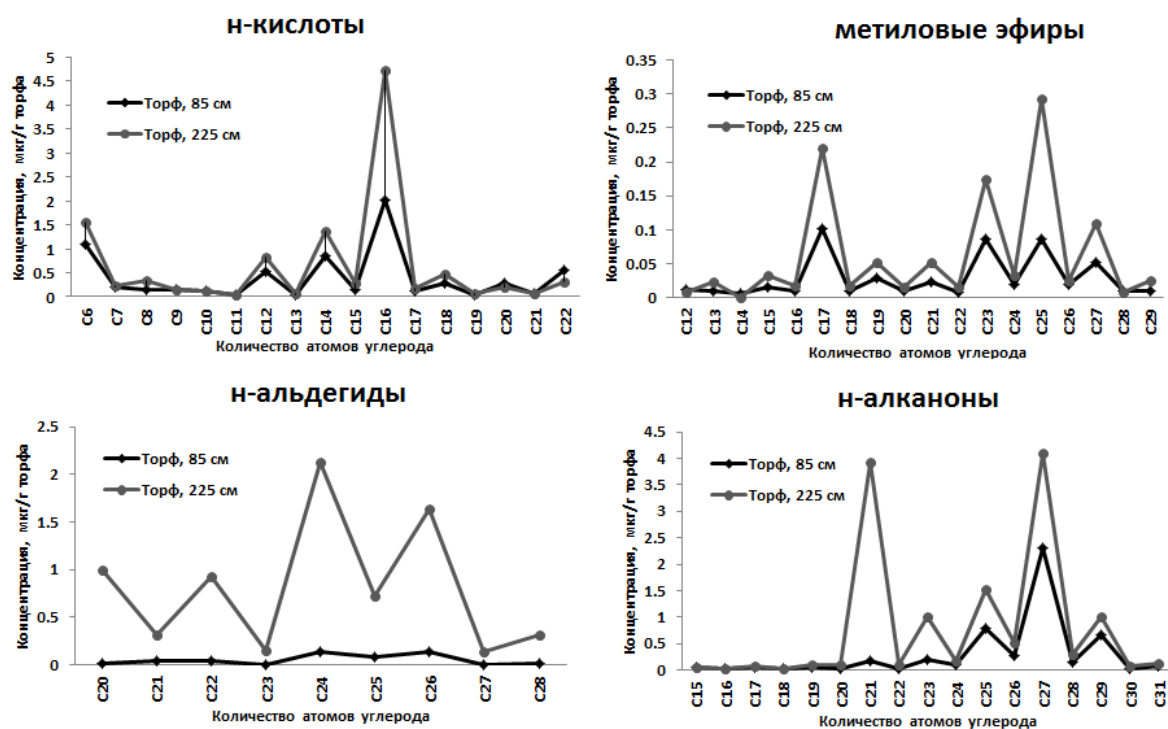


Рис.1 Распределение кислородсодержащих соединений в торфах, отобранных на глубине 85 и 225 см

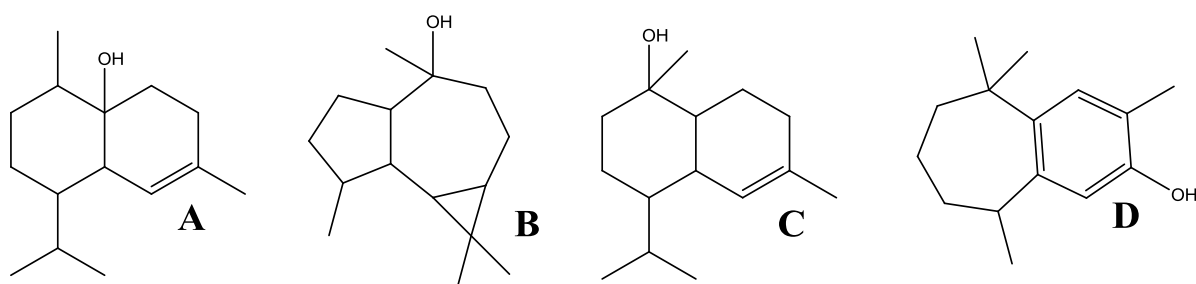


Рис.2 Структура некоторых кислородсодержащих молекул бициклических терпеноидов торфов: A – кадиол, B – кубенол, C – ледол, D – ар-химачален-2-ол

В результате исследования получена совокупность сведений о молекулярном составе присутствующих в торфах групп кислородсодержащих соединений. Проведенное исследование позволило определить особенности в наборе и количественном содержании отдельных представителей КОС в верховых торфах различного генезиса.

Литература

1. МУК 4.1.663–97. Методические указания. – М.: ИИЦ Минздрава России, 1997.
2. Pancost R. D., Baas M., Van Geel B., Sinninghe Damste J. S. Biomarkers as proxies for plant inputs to peats: an example from a sub-boreal ombrotrophic bog // Organic geochemistry. – Great Britain, 2002. – № 33. – P. 675 – 690.
3. Шевкопляс В.Н., Бутузова Л.Ф., Стефанова М., Маринов С., Янева Н.Д. Идентификация и распределение реликтовых соединений (биомаркеров) в смолах пиролиза углей // Вопросы химии и химической технологии. – Днепропетровск, 2009. – № 5. – С. 61 – 70.

**ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ РАЙОНА ГОРОДА СОЧИ В СВЯЗИ СО
СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОЛИМПИЙСКИХ ОБЪЕКТОВ**

Е.В. Зиппа

Научный руководитель доцент В.В. Янковский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Двадцать вторые Олимпийские зимние игры в Сочи пройдут в самом популярном курортно-туристическом центре России. Сочи располагается в уникальной климатической зоне, где сочетаются умеренно-континентальный и субтропический климат. Средние температуры воздуха летом достигают +26 °С, а зимой – +6 °С.

Основные олимпийские объекты располагаются на горной территории Сочи – Красная поляна, которая является популярным российским туристическим и горнолыжным центром России. Зима в Красной Поляне характеризуется большим количеством солнечных дней и слабым ветром. Температура зимой – от –5 °С до –12 °С, а толщина снежного покрова в горах составляет 2 м. Лыжный сезон длится с декабря по апрель. Средняя температура в январе-феврале у подножия склонов – около 0 °С [1].

Все олимпийское строительство в Сочи сосредоточено на трех основных территориях: центральная часть города, горный кластер и Имеретинская низменность. Горная группа объектов расположена на территории Сочинского национального парка федерального значения. Объекты, которые разбиты, по меньшей мере, на три подгруппы займут ощутимую часть парка вокруг деревни Красная Поляна. Некоторые олимпийские объекты будут построены в двух горнолыжных районах, предназначенных для коммерческого использования. На территории олимпийских объектов распространены многие представители флоры и фауны, занесенные в Красную книгу.

Площадки, которые отведены под часть олимпийской деревни и бобслейную трассу, расположены в непосредственной близости от Кавказского государственного природного биосферного заповедника, имеющего международное значение и объявленного UNESCO объектом Всемирного наследия. Вблизи олимпийских объектов расположены памятники природы, археологии, истории и культуры.

Кроме того, олимпийское строительство происходит в долине р. Мзымта, которая относится к водоемам высшей рыбохозяйственной категории, в которой обеспечивается воспроизводство, нагул и зимовка лососевых рыб, а также развитие форелевого хозяйства в пойме реки.

Специфика климата района размещения олимпийских объектов и уникальность их территорий накладывает множество обязательств при проектировании олимпийских сооружений. В проекте учитывается комплекс мер по минимизации негативного воздействия на окружающую среду, проведение на всех этапах строительства экологического мониторинга состояния природной среды, рекультивация земель, релокация редких видов животных и растений, а также комплекс мер по поддержанию биоразнообразия региона Игр.

Для сохранения уникальной природы региона при возведении олимпийских объектов в Сочи впервые в России применяется система «зеленых» стандартов. Эта система предполагает использование экологически чистых стройматериалов и возобновляемых источников энергии, минимизацию и переработку отходов, сокращение выбросов парниковых газов, а также рациональное использование воды и энергии.

Говоря о «зеленых» стандартах, хотелось бы упомянуть об истории их появления в российской стандартизации. В разных странах в разное время были сформулированы так называемые «зеленые» строительные стандарты, которые описывали условия создания и эксплуатации экологичных построек. «Зеленые» стандарты служат для оценки экологической эффективности зданий и актуальны для самых разных их типов. Объекты, сертифицированные по национальным «зеленым» строительным стандартам, обеспечивают минимальное загрязнение окружающей среды и высокий уровень экологической безопасности для людей.

Летом 2009 года в Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации была создана рабочая группа по разработке критериев добровольной экологической сертификации с учетом международного опыта создания и применения «зеленых» стандартов. С апреля 2011 г. действует усовершенствованная версия Системы добровольной сертификации объектов недвижимости – «Зеленые» стандарты [2].

При строительстве олимпийских объектов в Сочи применяется система «зеленых» стандартов LEED и BREEAM, используются инновационные технологии по сбору, переработке и повторному использованию отходов (принцип «ноль отходов»).

В общем сложности около 200 объектов, предусмотренных программой олимпийского строительства, проектируются и сооружаются ГК «Олимпстрой» с учетом «зеленых» стандартов строительства.

Оргкомитет «Сочи 2014» ведет активный диалог с ведущими мировыми экспертами в области охраны окружающей среды и «зеленого» строительства, международными экспертами-экологами. Среди них – UNEP (Программа ООН по защите окружающей среды, сотрудничество с которой было инициировано со стороны организаторов строительства), UNDP (Программа развития ООН) и UNESCO. Экологические программы «Сочи 2014» направлены на сохранение редких видов флоры и фауны региона, улучшение состояния водных и лесных объектов, а также на повышение уровня экологической ответственности в стране. [3].

Иными словами, оргкомитету «Сочи 2014» есть к чему стремиться и на кого равняться. Олимпийская деревня в Ванкувере была признана самой «зеленой» за всю историю Олимпийского движения. Подтверждением этому является Платиновый сертификат, присужденный деревне Советом по «зеленым» зданиям при североамериканской организации «Лидеры в области энергосберегающего и природоохранного проектирования» (LEED). Награда присуждена за проектное решение всего микрорайона на берегу залива False Creek, где

расположена олимпийская деревня. Ванкувер органично вписал инновационные олимпийские объекты, впечатляющие энерго- и ресурсосберегающими решениями, в городскую среду. При строительстве олимпийской деревни использовались натуральные, экологически чистые материалы, в зданиях широко используются энергосберегающие технологии.

Экологическое строительство не может реализоваться без внедрения соответствующих нормативно-правовых актов, которые смогли бы реализовать «зеленые» стандарты.

В связи с этим были разработаны федеральные законы. Федеральный закон от 01.12.2007 N 310-ФЗ «Об организации и проведении XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 года в городе Сочи, развитии города Сочи как горноклиматического курорта и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Данный федеральный закон регулирует отношения, возникающие в связи с организацией и проведением XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 г. в г. Сочи и развитием города Сочи как горноклиматического курорта [4]. Также был внедрен Федеральный закон от 30.10.2007 N 238-ФЗ «О Государственной корпорации по строительству олимпийских объектов и развитию города Сочи как горноклиматического курорта». В соответствии со ст.1, этот закон устанавливает правовое положение, принципы организации, цели создания и деятельности, порядок управления деятельностью, порядок реорганизации и ликвидации Государственной корпорации по строительству олимпийских объектов и развитию города Сочи как горноклиматического курорта [5].

Анализируя нормативно-правовое обеспечение в сфере экологического сопровождения строительства в курортных зонах, можно сделать вывод о противоречивости действующего законодательства Российской Федерации, регулирующее деятельность в курортных зонах и на особо охраняемых природных территориях. В частности, программа по развитию г. Сочи как горно-климатического курорта игнорирует требования Федерального закона «Об особо охраняемых природных территориях» (1995 г.). Например, согласно ст. 13 на национальные парки возложена задача сохранения природных комплексов, а не наоборот. Статья 15 Закона запрещает любую деятельность, которая может нанести ущерб природным комплексам, объектам растительного и животного мира и которая противоречит целям и задачам национального парка.

Следует отметить, что за последние годы проявляется такая негативная тенденция, когда под разными предлогами происходит изъятие прибрежных территорий из общественного пользования с перспективой их приватизации. Отличительной особенностью начавшегося процесса является отсутствие учета экологической составляющей в нормативных документах, регламентирующих данный процесс, в силу разобщенности ведомственных интересов, органов, отвечающих за реализацию земельной и природоохранной политики государства.

Федеральный закон «Об организации и о проведении XXII Олимпийских зимних игр и для правового регулирования XI Паралимпийских зимних игр 2014 г. в г. Сочи, развитии города Сочи как горноклиматического курорта и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» также допускает некоторую противоречивость в регулирование процессов экологического сопровождения строительной и иной деятельности в курортных зонах. Так, согласно ст. 15 данного закона допускается резервирование земель и изъятие земельных участков и расположенных на них объектов недвижимого имущества для нужд Олимпиады. В то же время в научной литературе под резервными территориями понимается выделение таких территорий, которые позволяют сохранить природный капитал, биоразнообразие с целью увеличения предоставления экосистемных услуг и др. В соответствии с данным законом резервирование территорий наоборот предполагает дополнительную застройку курортных и особо охраняемых природных территорий, например, расположенных в Сочинском национальном парке, для возведения различных объектов, выполняющих ряд социально-экономических функций, что может привести к дополнительной нагрузке на состояние окружающей среды.

Выполненный анализ законодательства в природоохранной сфере показывает, сохранение окружающей среды, строительной и иной деятельности не в полной мере отражены в имеющихся нормативно-правовых актах, что сопровождается возникновением конфликтных ситуаций, снижает обоснованность принятия управленческих решений с учетом экологических и социальных факторов. Это проявляется, в частности, в снижении роли государственной экологической экспертизы, в недоучете мнения общественности в процессе обоснования управленческих решений в сфере природопользования, в отсутствии действенной системы экологической регламентации хозяйственной деятельности в курортных зонах.

Литература

1. <http://www.olympic.ru/olympic-games/sochi-2014/>
2. <http://www.mnr.gov.ru/greenstandarts/>
3. <http://www.sochi2014.com>
4. Федеральный закон от 01.12.2007 N 310-ФЗ «Об организации и о проведении XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 года в городе Сочи, развитии города Сочи как горноклиматического курорта и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
5. Федеральный закон от 30.10.2007 N 238-ФЗ «О Государственной корпорации по строительству олимпийских объектов и развитию города Сочи как горноклиматического курорта»
6. Вега А.Ю. Развитие методов эколого-экономического регулирования при строительстве объектов в курортных зонах // Автореферат дис... канд. экон. наук. – Москва, 2010. – 20 с.

**ВЛИЯНИЕ ЛАНДШАФТНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ
ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ОЗЕР ХАКАСИИ**

Е.В. Иванова

Научный руководитель доцент Н.В. Гусева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Хакасия – это уникальный регион, в котором широкое распространение получили озера, различные по составу. На сегодняшний момент существует большое количество работ, посвященных различным аспектам изучения этих озер. Однако так до конца не решены вопросы формирования состава вод. Существующие представления об определяющей роли процессов испарительного концентрирования не в полной мере позволяют решить проблему формирования состава соленых озерных вод, однако игнорировать этот аспект невозможно. Данная работа призвана установить степень влияния процессов испарительного концентрирования на формирование состава вод.

Целью работы является исследование влияния ландшафтно-геоморфологических условий на формирование химического состава озер Хакасии.

В геоморфологическом отношении одна треть территории республики представлена Минусинскими котловинами (Южно-Минусинская, Северо-Минусинская (Чулымо-Енисейская), Сыдо-Ербинская (Средне-Минусинская) и Назаровская), а две трети – горными сооружениями Кузнецкого нагорья и Западного Саяна [1, 2].

Особенности географического положения территории республики, характер рельефа и циркуляции атмосферы обусловили формирование ее специфических климатических условий. Климат Хакасии резкоконтинентальный, для степной части – аридный с большими амплитудами колебаний температур, высоким атмосферным давлением зимой и пониженным – летом, с преобладанием юго-западных ветров. Минимальное количество осадков выпадает в пониженных частях Минусинских котловин [1].

Соленые озера располагаются, в основном, в Минусинских котловинах, где отмечается недостаток влаги и высокое испарение, что обуславливает важную роль процессов испарительного концентрирования в формировании химического состава озер. Однако эти процессы будут проявляться в разной степени в зависимости от морфометрических характеристик озера.

В основу работы положены данные по химическому составу озер собранные сотрудниками ПНИЛ гидрогеохимии НОЦ «Вода» с 1999 по 2011 гг. Созданная база данных включает химический состав озер, дату отбора проб, площадь зеркала, глубину, абсолютные отметки. Всего в базу были включены данные по 35 озерам Хакасии [3].

Анализ имеющихся данных по морфометрическим характеристикам озер показывает, что на территории Северо-Минусинской и Южно-Минусинской котловин преобладают озера с площадью зеркала от 10 до 50 га, что составляет 28,6 % от общего числа рассматриваемых озер. Чуть менее распространены средние озера (22,9 %), к которым относятся Тус, Джирим, Горькое, Утиное. Меньше всего в Хакасии распространены озера площадью 0,1 – 10 га и 500 – 1000 га.

Таблица

Площадь водного зеркала озер

Градиент озер	Суммарная площадь, га	Количество озер	% от общего числа озер
Самые малые (0,1 – 10)	12,5	2	5,7
Малые (10 – 50)	379	10	28,6
Небольшие (50 – 100)	418	6	17,1
Средние (100 – 500)	1858,6	8	22,9
Крупные (500 – 1000)	2574	3	8,6
Самые крупные (свыше 1000 га)	20027,5	6	17,1

Наибольшее количество озер (16), из тридцати пяти рассматриваемых, располагаются на высоте 400 – 500 м над уровнем моря (рис. 1а). На более высокой абсолютной отметке (836 м) располагается оз. Баланкуль (Южно-Минусинская котловина). Чуть меньшее количество озер (9) находится на высоте 300 – 400 метров. На уровне ниже 100 м в республике нет ни одного озера. На наиболее низкой абсолютной отметке, равной 178 м, находится оз. Улуг-Коль (Южно-Минусинская котловина).

По общему содержанию солей на территории Хакасии преобладают озера средней минерализации (5 – 15 г/л) – Шунет, Беле, Утиное, Хамысколь (рис. 1б). Также распространены озера с минерализацией менее 1 г/л – Круглое, Иткуль, Камышовое, Красное и т.д.

Степень взаимосвязи морфометрических характеристик озер и минерализации прослежена посредством анализа зависимости минерализации озер от величины абсолютной отметки озера и площади водного зеркала.

Согласно анализу рис. 2а значимой зависимости между площадью водного зеркала и минерализацией не существует. Это свидетельствует о том, что необходимо кроме площади зеркала, также учитывать глубину озера, что позволит оценить степень концентрирования вод озер в процессе испарения.

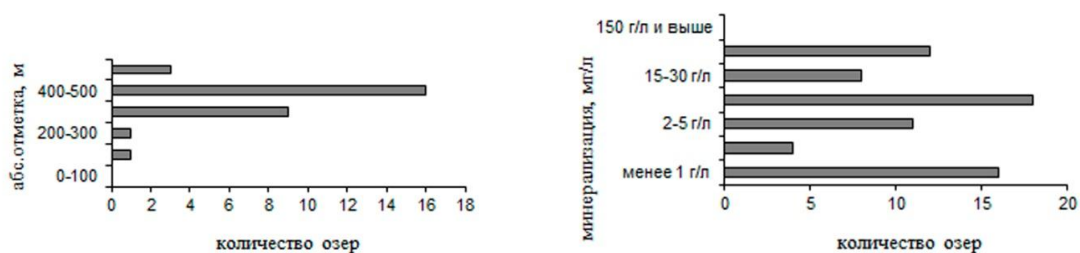


Рис.1 Распределение озер по абсолютным отметкам (а) и минерализации (б)

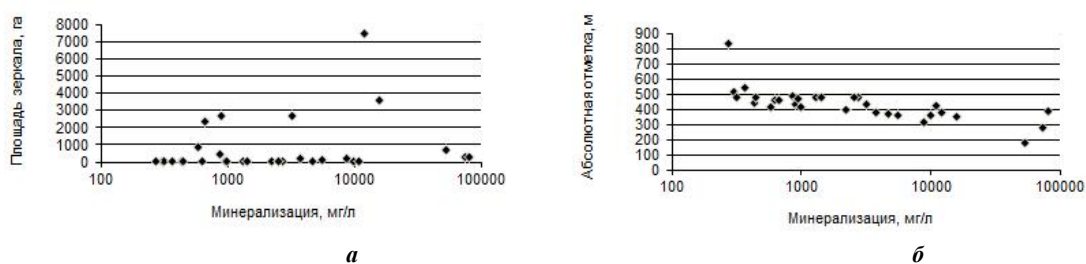


Рис.2 Зависимость минерализации от площади зеркала (а) и абсолютной отметки (б)

В отношении абсолютных отметок и минерализации прослеживается определенная зависимость: с ростом абсолютных отметок минерализация озер снижается. В горных районах питание озер атмосферными осадками возрастает, испарение уменьшается, вследствие чего накопления солей в озерах не происходит. Если озеро бессточное, то эта закономерность сохраняется.

Вывод: в ходе данного исследования была установлена связь между морфометрическими характеристиками озер и их химическим составом. Выявлено, что величина минерализации озер не зависит от площади их зеркала, а, вероятно, в большей степени зависит от объема озер. В отношении абсолютных отметок и минерализации озер прослеживается обратная зависимость: с увеличением абсолютных отметок количество солей в воде снижается. Однако отсутствует зависимость между абсолютными отметками и площадью зеркала озер.

Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение №14.В.37.21.1152 от 14.09.2012 «Исследование влияния ландшафтно-геоморфологических условий на формирование химического состава озер Хакасии» и Гос. задания «Наука»

Литература

1. Водные ресурсы Ширинского района республики Хакасия / Под ред. В. П. Парначева. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1999. – 171 с.
2. Геология и полезные ископаемые Северной Хакасии: Путеводитель по учебному геологическому полигону вузов Сибири / ТГУ; ТПУ. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1998. – 172 с.
3. Химический состав соленых озер Северо-Минусинской котловины, Хакасия / Н.В. Гусева [и др.] // Известия ТПУ. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 163 – 168.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ГРУНТОВЫХ ВОД В ШАХТИНСКОМ И БЕЛОКАЛИТВИНСКОМ РАЙОНАХ ВОСТОЧНОГО ДОНБАССА

И.Ю. Игнатова, А.В. Кочеткова

Научный руководитель профессор, академик РАЕН А.И. Гавришин
Южно-Российский государственный технический университет, г. Новочеркасск, Россия

Геологическая среда Восточного Донбасса подвергалась интенсивному антропогенному влиянию, которое значительно изменило природный энерго-массоперенос, что связано преимущественно с деятельностью угледобывающего и углеперерабатывающего комплексов. В настоящей работе изучены основные закономерности и факторы формирования химического состава грунтовых вод каменноугольных отложений по результатам опробования 170 источников и колодцев за 20-летний период (50 – 60-е годы 20-го столетия), когда угледобывающая промышленность интенсивно развивалась (количество действующих шахт в отдельные годы доходило практически до 100).

Выявление и количественное описание гидрогеохимических закономерностей выполнено с применением компьютерной технологии AGAT-2, реализующей инновационный G-метод классификации многомерных наблюдений (выделение однородных совокупностей), который основан на оригинальном критерии Z^2 –Гавришина.

Южная часть Восточного Донбасса (Шахтинский район) является наиболее старой угледобывающей частью Восточного Донбасса, где в период опробования находилось значительное количество заброшенных шахт и отработанных угольных горизонтов. Параметры распределения содержаний компонентов химического состава грунтовых вод каменноугольных отложений Шахтинского (Южного) района Восточного Донбасса определены по результатам обобщения анализа вод 108 источников и колодцев (табл.1).

Таблица 1

Химический состав грунтовых вод Шахтинского района (50-60-е годы)

Компонент	\bar{X}	Me	X_{min}	X_{max}	S
pH	7,2	7,0	5,0	8,2	0,45
HCO ₃	374	366	134	744	110
SO ₄	679	593	53	4200	501
Cl	118	61	18	1400	166
Ca	166	148	30	525	83
Mg	65	59	12	231	37
Na	231	203	2	1360	187
M	1566	1400	356	6520	935

Наиболее детальные и практически интересные результаты получены после выделения и анализа однородных гидрогеохимических видов с помощью многомерного классификационного G-метода по компьютерной программе AGAT-2. Вся выборка наблюдений по Шахтинскому району разделена на 19 однородных гидрогеохимических видов и несколько аномальных наблюдений (А.1, А.2, А.3 и А.4).

По первому гидрогеохимическому варианту (11 однородных видов) под влиянием преимущественно природных факторов наиболее существенный вклад в минерализацию вод вносят сульфат-ион, натрий и магний. Для них отмечены наиболее высокие коэффициенты корреляции (0,92, 0,9 и 0,85) с минерализацией. Следовательно, на фоне общей природной закономерности формирования среднеминерализованных вод за счет нарастания содержаний SO₄ в зоне аридного климата определенную роль начинает играть влияние состава сульфатных шахтных вод на состав грунтовых вод.

Во второй гидрогеохимический вариант выделены 5 видов, которые представляют собой по составу практически шахтные воды с пониженным значением pH (у вида А.3 – слабокислая) и очень высокими концентрациями SO₄ до 4,2 г/л (минерализация до 6,5 г/л). Коэффициенты корреляции и угловые коэффициенты с минерализацией для SO₄ соответственно составили 0,999 и 0,70, для Na – 0,99 и 0,24, для Ca – 0,87 и 0,05; выявлена отрицательная связь с содержанием HCO₃ при $r = -0,72$, $b = -0,04$.

В третьем гидрогеохимическом варианте (6 однородных видов) отмечается влияние не только сульфатных шахтных вод (для SO₄ $r = 0,91$, $b = 0,25$), но и второго и третьего гидрогеохимического направления формирования состава шахтных вод, когда существенную роль начинает играть хлор-ион ($r = 0,97$, $b = 0,25$) за счет притока в шахты со значительных глубин подземных вод хлоридного натриевого состава (высока корреляция с содержаниями Na: $r = 0,99$, $b = 0,22$). Эти шахтные воды в свою очередь оказывают влияние на состав грунтовых вод и повышают содержания Cl до нескольких сотен миллиграмм на литр. Коэффициент корреляции содержаний хлор-иона с минерализацией составляет 0,97. Среди грунтовых вод района обнаружена только одна проба содового состава, которая классифицирована как аномальное наблюдение А.4 и выделена в четвертый вариант.

Северная часть Восточного Донбасса – Белокалитвинский угольный район. Это относительно молодая угледобывающая часть региона. По результатам 62 анализов химического состава грунтовых вод каменноугольных отложений района рассчитаны параметры распределения содержаний макроэлементов, которые приведены в табл. 2. Минерализация вод и содержание компонентов изменяются в относительно широких пределах: минерализация от 0,3 до 3,3 г/л, содержание сульфатов от 0,4 до 1,7 г/л, хлоридов от 0,3 до 0,8 г/л, натрия от 0,05 до 0,5 г/л, т.е. изменения составляют обычно в десятки раз. В среднем по составу грунтовые воды района хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные натриево-кальциевые (второго типа по О.А. Алекину), со средней минерализацией 1,24 г/л (табл. 2). Воды Белокалитвинского района менее минерализованные, чем в Шахтинском (Южном) районе. Для рассматриваемого района характерна наименьшая средняя концентрация сульфат-иона и наибольшая хлор-иона.

Таблица 2

Химический состав грунтовых вод каменноугольных отложений Белокалитвинского района

Компонент	\bar{X}	Me	X_{min}	X_{max}	S
pH	7,3	4,4	6,50	8,0	0,36
HCO ₃	331	329	91,5	513	88
SO ₄	423	338	44,4	1732	340
Cl	191	143	28,0	826	163
Ca	155	130	11,4	422	87
Mg	54	45	10,6	209	37
Na	173	154	4,6	500	122
M	1236	1047	290,0	3346	751

По компьютерной технологии AGAT-2 с применением G-метода классификации многомерных наблюдений было автоматически выделено 15 однородных гидрогеохимических видов наблюдений и еще три аномальных, которые отнесены к отдельным видам А.1, А.2 и А.3. Изучение изменений состава гидрогеохимических видов по мере увеличения минерализации вод позволило выделить в Белокалитвинском (Северном) районе четыре варианта таких закономерных изменений.

Первый вариант, в который вошли 5 гидрогеохимических видов грунтовых вод, отражает природных процесс преобразования химического состава вод по мере роста минерализации под влиянием многочисленных естественных факторов (климат, рельеф, интенсивность водообмена и т.д.). В среднем это сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые воды 2-го типа по О.А.Алекину с минерализацией 0,7 г/л. В формировании состава вод наиболее существенную роль играют сульфат-ион ($b = 0,42$, $r = 0,99$), гидрокарбонат ион ($b = 0,29$, $r = 0,71$) и натрий ($b = 0,26$, $r = 0,98$), остальные ионы тоже выполняют значительную роль в минерализации вод.

Второй гидрогеохимический вариант, в который вошли 5 однородных гидрогеохимических видов, так же как и первый в основном отражает природный процесс преобразования состава грунтовых вод с ростом минерализации. Однако во втором варианте наряду с сульфат-ионом ($b = 0,38$, $r = 0,94$) значительную роль начинает играть хлор-ион ($b = 0,22$, $r = 0,93$). В среднем воды второго гидрогеохимического варианта гидрокарбонатно-хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые второго типа; с минерализацией 1,1 г/л. Увеличение концентраций хлор-иона по сравнению с первым гидрогеохимическим вариантом в среднем в три раза объясняется влиянием притока с глубиной по тектоническим нарушениям хлоридных вод, отражающих прямую гидрогеохимическую зональность Донецкого бассейна. Кроме того, частичное повышение содержаний хлор-иона может быть связано с антропогенным фактором при опробовании вод в колодцах населенных пунктов.

К третьему гидрогеохимическому варианту формирования состава грунтовых вод в каменноугольных отложениях Белокалитвинского района отнесено 5 гидрогеохимических видов, которые характеризуются самой высокой минерализацией (от 1,1 до 3,5 г/л, в среднем 2,4 г/л), наибольшим содержанием сульфатов (в 3 – 4 раза выше других вариантов), хлоридов и других ионов. По уравнениям регрессии ведущую роль в формировании минерализации составляют SO_4 ($b = 0,52$, $r = 0,94$), Na ($b = 0,16$, $r = 0,89$) и Cl ($b = 0,12$, $r = 0,5$). В среднем по составу это хлоридно-сульфатные кальциево-натриевые воды второго типа. Четвертый вариант отражает влияние шахтных вод на состав грунтовых вод и формирование потоков загрязнения последних, к которым отнесено 28 % проб воды, отобранных в районе.

В четвертый гидрогеохимический вариант грунтовых вод Белокалитвинского района вошли воды содового типа (три гидрогеохимических вида). В среднем по составу воды сульфатно-гидрокарбонатные натриевые, с повышенным содержанием HCO_3 – 0,4 г/л, низкими содержаниями Ca (0,6 г/л) и Mg (0,3 г/л) и минерализацией в среднем 0,9 г/л (0,6 – 1,5 г/л). Рассмотрение уравнений регрессии показывает, что ведущую роль в формировании минерализации этих вод играют SO_4 ($b = 0,52$, $r = 0,93$), Na ($b = 0,30$, $r = 0,99$) и HCO_3 ($b = 0,15$, $r = 0,97$).

Надежно обнаружены и выделены в отдельный гидрогеохимический вариант оригинальные по составу содовые грунтовые воды, происхождение которых связывается с испарительно-конденсационными процессами на границе вода – газ и, следовательно, прогнозируется обнаружение нефтегазовых скоплений в регионе.

Литература

1. Гавришин А.И. Гидрогеохимические исследования с применением математической статистики и ЭВМ – М.: Недра, 1974. – 145 с.
2. Гавришин А.И., Игнатова И.Ю., Кочеткова А.В. Факторы формирования химического состава грунтовых вод в Шахтинском и Белокалитвинском районах Восточного Донбасса. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2011. – 58 с.

ИЗУЧЕНИЕ ФОРМ МИГРАЦИИ КРЕМНИЯ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ

М.Г. Камбалина, В.В. Малыгина

Научный руководитель доцент Н.В. Гусева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кремний – главный элемент земной коры, образующий ее гранитно-метаморфическую оболочку и с этой точки зрения, имеющий глобальное экогеохимическое значение. Можно сказать, что все эндогенные и многие экзогенные процессы идут в среде, обогащенной соединениями Si, и он оказывает влияние на геохимию этих процессов. В настоящее время известно более 900 минералов, в которых кремний является минералообразующим элементом. Главным параметром для этих минералов является их устойчивость в условиях земной поверхности.

Особая роль у кремния в жизни растительного и животного мира. Кремний поглощается растениями в виде растворенных кремниевых кислот, силикатов и коллоидного кремнезема. Для людей кремний – элемент жизни. Нормальное его содержание в организме человека – естественный ключ к здоровью. Соединения кремния, содержащиеся в организме человека, способны препятствовать развитию многих серьезных заболеваний, таких как: остеопороз (размягчение костей), камни в печени и почках, дисбактериоз, атеросклероз, сердечно-сосудистые заболевания, а его пониженное содержание в тканях и органах способствует развитию туберкулеза, диабета, проказы, рака, катаракты и гипертонии.

В природные воды кремнезем во многом попадает в результате непосредственного растворения и (или) выщелачивания водами кремне содержащих пород. Содержание кремния в природных водах различное и в

большинстве случаев определяется ландшафтно-геохимическими условиями формирования состава вод. Изучение особенностей поведения кремния в природных водах является весьма актуальной проблемой современной геохимии. Наиболее интересным аспектом этой проблемы является исследование форм нахождения кремния в растворе методами дисперсного и химического анализа. Согласно [2] химические элементы в природных водах, в том числе и кремний, могут мигрировать в следующих видах: взвешенной, коллоидной и истинно растворенной формах. Термодинамически возможными растворенными формами кремния в растворе при разных физико-химических условиях могут быть следующие соединения SiO_2 , SiF_4 , SiF_6^{2-} , H_4SiO_4 , H_3SiO_3^+ , HSiO_4^{3-} , $\text{Si}_2\text{O}_5^{2-}$, SiO_3^{2-} , SiO_4^{4-} , H_3SiO_4^- , H_2SiO_3 , HSiO_3^- , $\text{H}_2\text{SiO}_4^{2-}$, HSi_2O_5^- , $\text{HSi}_2\text{O}_6^{3-}$ и др.

Согласно анализу результатов предшествующих исследований [4] преобладающей формой кремния в природных водах является молекулярно-диспергированный кремнезем в виде ортокремневой кислоты (H_4SiO_4). Различные исследователи [3, 5] представляют полученные данные не в пересчете на общий кремний, а в виде SiO_2 , орто- и метакремниевых кислот H_4SiO_4 и H_2SiO_3 . Во многом форма кремния в растворе определяется его содержанием. Так согласно исследованиям [3] полимерные формы кремнезема появляются при содержании от 300 до 500 мг/л. Таким образом, сведения о формах кремния в растворе весьма разнообразны и противоречивы.

Целью настоящей работы является изучение форм миграции кремния в природных водах. В ходе исследования поставлены следующие задачи: обоснование возможности существования кремния в подземных и поверхностных водах не только в виде истинного раствора – недиспергированной молекулярной ортокремневой кислоты или оксида кремния, но и в виде коллоидов, используя для этого методы мембранного разделения форм кремния по размерам частиц и диализ.

В работе использовано следующее оборудование: атомно-абсорбционный спектрометр МГА-915 (Люмекс, Россия); комплекс пробоподготовки «Темос-Экспресс» (ИТМ, г. Томск) с регулируемой температурой в пределах от 40 до 600 °С; мембранные фильтры с диаметром пор 0,45 и 0,05 мкм (Владипор, Россия); диализный мешок с диаметром пор 1КДа и вакуумный насос; международные стандартные образцы (МСО) водного раствора ионов кремния концентрацией 1 г/дм³ (СКТБ с ОП ФХИ НАНУ, Украина).

Содержание кремния в образцах природных вод определяли методом атомно-абсорбционной спектрометрии (ААС) [1]. Данную методику определения концентрации кремния разработали сотрудники ПНИЛ гидрогеохимии НОЦ «Вода». Предложенная методика позволяет определять все формы кремния, т.е. общий кремний, это достигается благодаря высоким значениям температур (порядка 3000°С) на стадиях (пиролиз и атомизация) процесса измерения.

Объектами исследования служили подземные и поверхностные воды, отобранные на территории Томской области.

Пробы для анализа были отобраны в полиэтиленовые емкости объемом 1 дм³ без предварительной консервации. Анализ образцов проведен при температуре 20±1 °С, атмосферном давлении 755 мм рт.ст. и относительной влажности воздуха 35 %.

Для определения формы нахождения кремния использовался метод мембранного разделения, основанный на разделении частиц по размеру. Исследуемая проба природной воды пропусклась через фильтр синяя лента для отделения взвешенной формы кремния. Далее неотфильтрованная проба пропусклась через предварительно промытый дистиллированной водой мембранный фильтр с размерами пор 0,45 мкм, фильтрат которой использовался для последних ступеней фильтрации – через мембранный фильтр (0,05 мкм) и диализный мешок (1КDa). Фильтрация вод через 0,45 и 0,05 мкм применялась для разделения по размерам коллоидных частиц. Длительность диализа составляла 24 до 48 ч. С помощью диализа отделялась истинно растворенная форма кремния в водах. Соотношение концентраций на каждой стадии фильтрации позволяет оценить формы нахождения кремния в рассматриваемых водах.

Рассматриваемые воды преимущественно нейтральные, реже слабощелочные, характеризующиеся значениями рН от 6,6 до 7,8 (табл. 1). По величине общей минерализации воды весьма разнообразны. Преимущественно воды пресные с минерализацией менее 500 мг/л. Лишь в скважине 3 воды слабосоленоватые с минерализацией 1042 мг/л. Химический тип рассматриваемых вод – гидрокарбонатный натриево-кальциевый. Однако воды в скважине 3 характеризуются высоким содержанием хлор-иона и по химическому типу относятся к хлоридному натриево-кальциевому типу.

Таблица 1

Химический состав исследуемых вод, мг/л

Привязка	рН	Минерализация	CO ₂	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	ОЖ*	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺
скв. около оз. Песчаное	7,4	236,81	7,2	170,8	<2	1,4	2,70	32	13,42	11,12	0,87
скв. Нижний склад	6,6	256,03	42	122	20,57	14,28	2,80	38	10,98	6,86	1,34
скв. 1	6,7	351,62	62,4	207,4	10,58	3,36	2,50	30	12,2	25,4	0,28
скв. 2	7,8	438,53	3,6	170,8	<2	133	2,90	32	15,86	78,91	4,36
скв. 3	6,6	1041,89	60	85,4	7,79	585,7	11,30	120	64,7	110,3	8
р. Томь	7,8	360,73	12	268,4	4,71	2,52	4	66	8,54	8,05	2,51

*мг-экв/л

Содержание кремния в рассматриваемых водах изменяется от 6,63 до 26,20 мг/л (табл.2). Минимальное содержание наблюдается в р. Томь, которое значительно ниже, чем в подземных водах, однако оно соответствует

кларку речных вод. Концентрация кремния в подземных водах изменяется от 10,98 до 26,20 мг/л, что значительно выше среднего для подземных вод провинции умеренно-влажного климата [5].

Таблица 2

Соотношение различных форм кремния в рассматриваемых водах

Название пробы	Содержание кремния, мг/л				
	Валового (общего)	После фильтрования			После диализа (мембрана 1KDa)
		Синяя лента	Мембранный фильтр (0,45 мкм)	Мембранный фильтр (0,05 мкм)	
Скв. около оз. Песчаное	26,20	23,88	23,19	22,86	22,45
Скв. Нижний склад	19,89	18,87	17,49	17,77	18,26
Скв.1 Элеонор	22,37	21,45	20,85	21,79	21,01
Скв.2 Элеонор	10,98	8,11	6,95	6,84	7,60
Скв.3 Элеонор	22,79	19,11	17,06	17,02	18,11
р. Томь	6,63	6,46	6,74	6,25	6,51

Согласно анализу соотношения форм кремния, представленных в табл. 2, во взвешенной форме мигрирует не более 8 % от общего содержания кремния. В коллоидной форме находится не более 10 % кремния. Подавляющая форма кремния находится в истинно растворенной форме, о чем свидетельствует сопоставление содержания кремния после диализа с валовым содержанием. При этом малый объем выборки не позволяет установить закономерности поведения кремния в зависимости от физико-химических показателей вод. Невозможно также установить зависимость формы миграции кремния (взвешенная, коллоидная, истинно растворенная) от содержания кремния. Это является задачами дальнейших исследований.

Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение №14.В.37.21.1544 «Исследование процессов перераспределения химических элементов во вторичных потоках рассеяния в связи с совершенствованием методики поисков месторождений полезных ископаемых» и Госзадания «Наука».

Литература

1. Камбалина М.Г., Пикула Н.П. Атомно-абсорбционное определение содержания кремния в природных водах // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 320. – № 3. – С. 120 – 124.
2. Кирюхин В.А., Коротков А.И., Шварцев С.Л. Гидрогеохимия. – М.: Недра, 1993. – 384 с.
3. Страхов И.М. Геохимия кремнезема. – М.: Наука, 1966. – 30с.
4. Рыженко Б.Н., Хитаров Н.И. К вопросу о форме кремнезема в водных растворах // Геохимия. – Москва, 1968. – № 8. – С. 957 – 962.
5. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 366с.

ОБЗОР ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКИ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ СОВЕТСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.И. Карманова

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономический спад начала 90-х прошлого столетия и сокращение объемов нефтедобычи ослабили в нашей стране внимание к экологическим проблемам. Начавшийся в последнее время устойчивый подъем уровня нефтедобычи приводит к быстро возрастающей техногенной нагрузке на природную среду, что требует усиления экологического контроля за деятельностью предприятий нефтегазового комплекса. Реализация планов расширения нефтедобычи в освоенных районах и освоения новых нефтеносных территорий, расширенное применение технологий повышения нефтеотдачи пластов должны быть основаны на реалистических оценках экологического воздействия на природную среду.

На территории Западной Сибири активно ведется добыча углеводородного сырья, причем большинство объектов располагается в затопляемых поймах рек. Поэтому разработка нефтегазовых месторождений в поймах рек опасна попаданием загрязняющих веществ в водные объекты и ухудшением их экологического состояния.

В работе рассмотрены природные условия района Советского нефтегазового месторождения и основные факторы, влияющие на эколого-геохимическое состояние поверхностных вод.

Советский лицензионный участок (СовЛУ) в административном отношении расположен в северо-западной части Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Район СовЛУ входит в состав Средне-Обского Территориально-производственного комплекса, являющегося составной частью крупнейшего Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса. Согласно лицензионного соглашения общая площадь Советского лицензионного участка составляет 696,2 км². Лицензионный участок расположен в зоне интенсивной разработки нефтяных промыслов: с запада к лицензионному участку примыкают Нижневартовское и Самотлорское месторождения нефти.

На территории Советского лицензионного участка функционируют комплексы производственных сооружений, разобщённых территориально, но технологически объединённых системами трубопроводов, линиями электропередачи, транспортными связями. За истекший период времени разбурено более 1800 скважин, отсыпано 216 площадок под кусты скважин, около 20-ти площадок под технологические объекты (ДНС, УПСВ,

БКНС, базы), построено свыше 300 км автодорог с капитальным покрытием и около 1600 км трубопроводов. По территории лицензионного участка проходят: магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск; газопровод Нижневартовск – Кузбасс; ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

В пределах Советского ЛУ располагаются земли сельскохозяйственного назначения, к которым относится фермерское хозяйство Богомолова В.И., имеются населенные пункты с постоянным населением – с. Соснино, располагающиеся в 5 км от территории промысла на берегу р. Обь и деревня Пасол – в 0,3 км от территории промысла на берегу протоки Пасол.

Климат района СовЛУ резко континентальный, с суровой холодной продолжительной зимой, коротким теплым летом, короткими переходными сезонами - осенью и весной, поздними весенними и ранними осенними заморозками, резкими колебаниями температуры воздуха в течение года и даже суток. Среднегодовая температура воздуха $-3,1^{\circ}\text{C}$. Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца – июля $+17,8^{\circ}\text{C}$, средняя температура наиболее холодного месяца января $-22,2^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь – февраль и составляет -55°C , абсолютный максимум – на июль $+35^{\circ}\text{C}$. В среднем за год выпадает 608 мм осадков. В годовом ходе осадков максимум приходится на лето, а минимум – на зиму, что связано с особенностями атмосферной циркуляции. В теплый период года выпадает 455 мм, а в холодный период года (с ноября по март) сумма осадков составляет 153 мм.

Почвенный покров территории лицензионного участка составляют 2 типа поверхности с характерным для них комплексом почвообразовательных процессов – это покров поймы рек и почвы надпойменных террас. В пойме рр. Оби и Ваха повсеместно распространены аллювиальные почвы, весьма различные по свойствам, но объединенные в одну группу пойменным типом почвообразования. Аллювиальные почвы отличаются регулярным отложением на поверхности свежего слоистого аллювия различной мощности и гранулометрического состава. На I и II надпойменных террасах рр. Обь и Вах почвенный покров сформирован подзолистыми, болотно-подзолистыми и болотными почвами, типичными для ландшафтов среднетаежной зоны. Территория СовЛУ располагается в среднетаежной подзоне природной зоны тайги Западной Сибири вблизи ее северной границы. Основным фактором в формировании пойменной растительности на территории является теплее влияющие реки на прилегающие участки, что определяет появление растений и фитоценозов, характерных для более южных районов [2].

По степени антропогенной измененности ландшафтных систем (экосистем) на рассматриваемой территории выделены две группы: природно-антропогенные и антропогенные. Группа природно-антропогенных экосистем исследуемой территории включает площади вторичных лесов на месте незначительных по площади вырубок различного возраста, гарей, просеки под линии электропередач и т.д. Последствия воздействия от антропогенных факторов в виде вырубок на территории СовЛУ практически не вызывают дестабилизирующего состояния ландшафтов. На гарях в результате не полностью выгоревшего соснового древостоя, образовались сосновые, сосново-березовые травяно-кипрейные редколесья, гари сильно захламлены мертвой древесиной. Под антропогенными понимаются ландшафтные системы, морфологическая структура которых трансформирована человеком в значительной степени и имеет новые свойства. К этим ландшафтным системам отнесены технологические площадки промысла: кустовые площадки, шламонакопитель, полигон ТБО, технологические площадки (ДТП, УПСВ, ДНС), карьер грунта и линейные объекты промысла (автомобильные дороги, трубопроводы, линии электропередач).

Созданные насыпи автомобильных дорог, помимо очевидного прямого воздействия – отчуждения территории, – оказывают и косвенное воздействие, изменяя гидрологический режим прилегающих территорий. Водопропускные трубы устроены только в местах пересечения постоянных и временных водотоков. На ряде участков автодорог имеются незначительные по площади участки подтоплений. Поверхностный сток пересечениями автодорог, нефтепроводов нарушен незначительно. Естественный ландшафт нарушен в наибольшей степени непосредственно вблизи технологических площадок. Под технологические площадки объектов обустройства СовЛУ изъяты значительные площади лесных, болотных и луговых угодий, где в результате механических воздействий полностью уничтожена коренная растительность и нарушен почвенный покров. Степень антропогенной нарушенности территории СовЛУ оценивается как сильная, так как площадь нарушенных экосистем большая.

Поверхностные водные объекты СовЛУ представлены участками р.Оби с протоками (Соловьевой, Светлой, Старицей, Никулкиной, Катужкой и др.) и участками р.Вах с притоком Савкинской Речкой и протоками (Пукорвах, Пасол и др.), а также многочисленными озерами, наибольшие Пасильское, Савкинское, и болотами.

В пределах рассматриваемого Советского ЛУ р. Обь имеет протяженность 5,3 км. Пойма реки изрезана протоками и старицами, имеет ширину до 15 – 18 км. Пойма реки асимметричная, обширная, с пологим, большей частью невысоким, левым берегом и крутым обрывистым правым, характеризуется чередованием грив и межгривных понижений с плоскими блюдцеобразными поверхностями, которые системами водотоков разделены на множество островов. Ширина основного русла р. Обь в межень на рассматриваемой территории равна 670 – 1190 м, наибольшая глубина 6,1 – 11,4 м, скорость течения 0,5 – 1,0 м/сек. Средний многолетний расход воды составляет приблизительно 5500 м³/сек.

Река Вах впадает в р.Обь с правого берега на 1730 км от ее устья, в 14 км выше г.Нижневартовска. Долина реки трапециевидная, шириной 9 – 12 км с крутymi склонами. Склоны долины расчленены долинами водотоков, логами и заросли смешанным лесом с преобладанием хвойных пород. Пойма двусторонняя с преобладанием левобережной, шириной до 6 – 8 км. По характеру руслового процесса р. Вах характеризуется пойменной многорукавностью. Русло извилистое, умеренно разветвленное. Берега реки в основном крутые,

обрывистые, высотой 6 – 10 м, местами пологие – с песчаными пляжами. Ширина русла на рассматриваемом участке до 400 м, наибольшая глубина – 3,5 – 8,5 м.

Река Савкинская Речка – левобережный приток р.Вах, впадает в него на 16 км от устья. Река берет начало из системы озер Савкинские, расположенных на заболоченном водоразделе Оби и Вах, на территории СовЛУ находится средний участок реки с 14 по 29 км, который протекает по затопляемой пойме р.Вах.

Протока Никулкина соединяет протоку Пасол с р.Обь. Общая длина протоки 15 км, протока полностью расположена в пределах СовЛУ. Русло всех проток хорошо выражено, берега крутые высотой до 10 – 15 м. Ширина протоки в межень в устьевой части 10 – 25 м, глубина 0,8 – 1,4. Протока Пукор-Вах представляет собой озеро длиной 4,8 км, шириной до 250 м и соединяется небольшим ручьем с р.Вах, общая длина протоки вместе с ручьем 8,3 км. Протока Пасал пересекает СовЛУ в центральной части, характеризуется относительно крутыми берегами, частично задернованными и подверженными эрозии.

Озеро Пасильское расположено на второй надпойменной террасе р.Оби, в северной части лицензионного участка. Озеро бессточное, площадью 1,16 км², максимальной глубиной до 1,3 м, расположено в междуречье р.Вах и Оби. С восточной и западной сторон к озеру примыкает заболоченный лес.

Особенностью рассматриваемой территории является выход талых вод рр. Оби и Вах (в период весеннего половодья) при значениях расходов воды редкой повторяемости (обеспеченностью 10 % и менее) в пределы поймы и связанное с этим подтопление объектов обустройства.

Эксплуатация нефтегазовых месторождений оказывает воздействие на окружающую среду: атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды, почвенный покров, растительность и животный мир. Основными проблемами в нефтегазовом комплексе являются химическое загрязнение (органическое, углеводородное), тепловое (сжигание попутного нефтяного газа), переработка буровых растворов, ликвидация нефтяных скважин (после окончания нефтепромыслов) и обезвреживание попутных или сточных вод (рассолов) нефтепромыслов, в которых содержание нефти, тяжелых металлов, солей и прочих химических элементов достигает сотен и тысяч ПДК, а также аварийность. Основное количество отказов происходит на нефтепроводах и водоводах в результате быстрой коррозии труб и повышения интенсивности эксплуатации месторождения, что приводит к отказам технологического оборудования, порывам нефтепровода, отказам нефтесборных коллекторов, водоводов, выкидных линий скважин [1].

В ходе дальнейших исследований планируется рассмотреть геохимические показатели по поверхностным водным объектам, такие как тяжелые металлы, нефтепродукты, хлориды и провести статистический анализ данных, а также оценить влияние эксплуатации Советского нефтегазового месторождения на эколого-геохимическое состояние поверхностных водных объектов.

Литература

1. Адам А.М. Экологический мониторинг: состояние окружающей среды Томской области в 2007 / под ред. В.А. Коняшкина, С.Н. Воробьева. Департамент природных Ресурсов и охраны окружающей среды Томской Области ОГУ «Облкомприрода». – Томск: Графика, 2008. – 148с.
2. Проект локального экологического мониторинга территории Советского лицензионного участка. – Томск: ТомскНИПИнефть, 2012 – 99 с.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОДЫ ОЗЕРА «ПИОНЕРСКОЕ»

А.В. Колесникова

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Озеро Пионерское, расположенное вблизи центра учебных геологических практик ТПУ, является важнейшей рекреационной зоной близлежащих населенных пунктов: М. Спирин, Туим, Тупик, Чалдыштаг. И поэтому контроль над качеством воды имеет существенное социально-экологическое значение (рис. 1). Озеро расположено в предгорно-степной зоне Батеневского кряжа и окружено с трех сторон горными массивами, а четвертая, северо-западная, сторона открыта в сторону водораздельного пространства и изолирована невысокой дамбой.

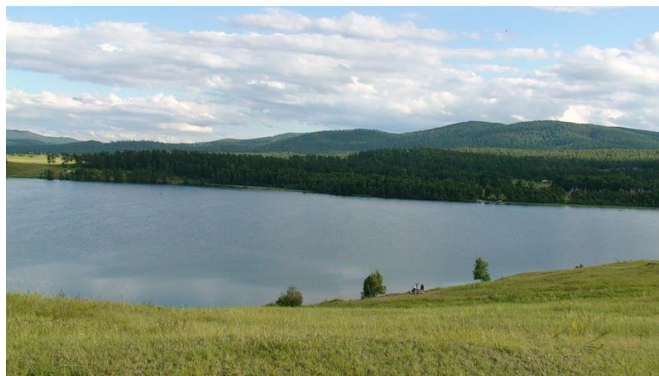


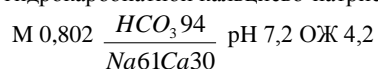
Рис.1 Озеро Пионерное (фото автора)

Визуально озеро непроточно: в него не впадает и не вытекает ни одна речка. В то же время оно «не зацветает». Это позволяет нам предположить возможность проявления слабой проточности озера за счет потока грунтовых вод. Маршрутные исследования выявили возможность питания озера за счёт разгрузки в него грунтовых вод по всей юго-восточной части (около 700 м заболоченной территории) и клинообразно (около 200 м по основанию) в северо-восточной (заболоченной) части. На возможность питания озера грунтовыми водами указывает также исчезновение в заболоченной юго-восточной прибрежной зоне ручья с расходом 0,75 л/сек, вытекающего из суффозионного цирка Аннушкиного родника (рис.2).

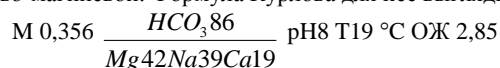


Рис.2 Аннушкин родник (фото автора)

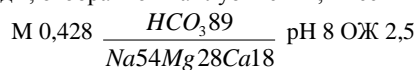
В северо-западной части озера в 10 м от берега из-под дамбы вытекает ручей Геополлигонный с расходом около 0,2 л/сек, что позволяет утверждать о наличии здесь скрытой (подземной, грунтовой) области разгрузки озера и о его слабой, но всё-таки проточности. Уклон открытого (около 500 м) руслового потока направлен в долину реки Карыш, но примерно за 350 м от реки теряется в дресвяно-щелебнистых отложениях. На основе данных, полученных в результате полевого химического анализа [1], вода родника является [3] нейтральной, собственно пресной, мягкой, гидрокарбонатной кальциево-натриевой:



По химическому составу вода родника заметно отличается от озерной воды, разбавленной, вероятно, атмосферными осадками. Не исключается, что поступающие в озеро более холодные минерализованные грунтовые воды занимают придонную часть водоёма, что и было намечено по 2 (придонной и поверхностной) пробам в 2011 году [2]. Поверхностная вода имела величину минерализации 0,27 г/л, а придонная – 0,79 г/л. В 2012 маловодном году нами были проведены более детальные гидрогеохимические исследования северо-западной части озера. Вода с поверхности оказалась слабощелочной, умеренно пресной, холодной, мягкой, гидрокарбонатной кальциево-натриево-магниевой. Формула Курлова для нее выглядит следующим образом:

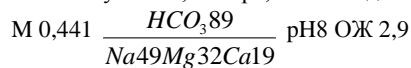


Формула Курлова для пробы воды, отобранной на глубине 1 м, имеет вид:



Вода слабощелочная, умеренно-пресная, мягкая, гидрокарбонатная, кальциево-магниевно-натриевая.

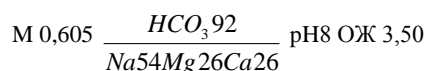
Формула Курлова воды, отобранной на глубине 1,5 метра, имеет вид:



Вода слабощелочная, умеренно-пресная, мягкая, гидрокарбонатная магниевно-натриевая.

Исследования подтвердили выявленную в 2011 г. гидрогеохимическую зональность озера в районе северо-западного берега.

Анализ пробы воды, отобранной с поверхности озера в его юго-восточной части – области разгрузки грунтовых вод, наметил и широтную гидрогеохимическую зональность водоёма. Вода оказалась собственно пресной, гидрокарбонатной магниевно-кальциево-натриевой, умеренно жёсткой, слабощелочной. Формула Курлова воды имеет вид:



Вероятно, благодаря грунтовому питанию озеро сохраняет низкий уровень бытового загрязнения (концентрация $NO_2 = 0,01$ мг/л), хотя в выходные дни на его берегах отдыхает до 100 человек. Следовательно, можно предполагать заметную «грундово-водную» проточность озера.

Литература

1. Гидрогеологические и гидрогеохимические условия учебного геологического полигона ИПР (отчёт по учебной геологической практике, ч. 2) // Колесникова А.В. и др. – Томск: фонды каф. ГИГЭ ТПУ, 2012. – 85 с.
2. Азаренко О.И., Гальцов А.О., Каминская Я.В. Химический состав воды озера «Пионерское» / Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2012. – Т. 1. – С. 521 – 522.
3. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1998. – 450 с.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РЕК КРИОЛИТОЗОНЫ СРЕДНЕСИБИРСКОГО ПЛОСКОГОРЬЯ**Р.А. Колосов****Научный руководитель доцент А.С. Прокушкин
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**

Реки, дренирующие Среднесибирское плоскогорье, остаются одними из наименее исследованных водотоков бассейна Северного Ледовитого океана. Потепление климата и его возможные последствия для субарктических регионов Сибири обуславливают необходимость детальных исследований биогеохимических процессов, протекающих на водосборных бассейнах рек для прогнозирования и обеспечения мер, предотвращающих катастрофические явления.

Цель данной работы состояла в сравнительном анализе гидрологического и гидрохимического режимов рек, дренирующих северную (рр. Кочечум и Тембенчи) и южную (р. Нижняя Тунгуска) части Среднесибирского плоскогорья, в пределах распространения Сибирских траппов.

Исследуемый район Среднесибирского плоскогорья характеризуется проявлением многолетней мерзлоты, имеющей распространение от сплошного (северная часть) до островного (южная часть). Мерзлотные процессы оказывают значительное воздействие на гидрохимический режим субарктических рек, определяя как источники поступления растворов, так и время взаимодействия воды с породой. Особенности климата, геологического строения и наличие многолетней мерзлоты определяют специфику гидрогеологических условий района, приуроченного к Тунгусскому артезианскому бассейну Восточно-Сибирской артезианской области. Здесь развиты три типа подземных вод:

- надмерзлотные, циркулирующие в непромороженных (или сезонноталых) четвертичных нелитифицированных осадках;
- подмерзлотные (трещинножилые и трещиннопластовые), локализованные в образованиях нижнего триаса и более древних породах;
- таликовые воды.

Важнейший этап формирования химического состава вод суши связан с пребыванием воды на водосборной площади, где происходит преобразование атмосферных вод в поверхностные. Часть поступающих из атмосферы осадков перехватываются растительностью и затем испаряются или просачиваются через растительный покров и стекают по стволам деревьев. Если растительность отсутствует, осадки поступают прямо на землю. С поверхности почвы вода инфильтруется вглубь или задерживается в почве. Вода может двигаться вниз по склону или испаряться. Вода, содержащаяся в почве, испаряется с поверхности, транспирируется растениями, фильтруется до поверхности грунтовых вод, где движется по склону в виде почвенно-поверхностного и почвенно-грунтового стока. Грунтовые воды в свою очередь расходуются на транспирацию и испарение, если уровень воды располагается близко к поверхности, на капиллярное поднятие в ненасыщенную почвенную зону, на глубокую фильтрацию, а также на медленную разгрузку на поверхность в ручьи, источники и русла рек в виде грунтового стока. По мере того, как вода движется по системе резервуаров, ее химический состав сильно изменяется. Таким образом, химический состав воды, поступившей на водосборный бассейн, заметно отличается от состава воды, покидающей водосборный бассейн. Однако, в связи с тем, что рассматриваемый район подстилается многолетней мерзлотой, то гидрохимический режим рек в зимний период обусловлен отсутствием поверхностного стока с водосборного бассейна рек. В данный период огромную роль в формировании стока играют глубинные подземные воды, разгружающиеся сквозь талики.

На основе среднесуточных данных расходов воды в реках, а также параметров их гидрохимического режима, выделено 3 гидрологических периода: весенний паводок (1 мая – 30 июня), летне-осенний (1 июля – 31 октября) и зимний (1 ноября – 30 апреля). По характеру распределения стока в течение года все исследуемые реки относятся к типичным для бореальной зоны водотокам с доминированием весеннего половодья (снежное питание). На его долю за все годы наблюдений приходится около 60 % (52 – 86 %) годовой величины. Зимний период характеризуется незначительной ролью в годовом гидрографе (< 3 %) для бассейнов рр. Тембенчи и Кочечум, что связано с низкими запасами грунтовых вод в области сплошного распространения мерзлоты. Сходные величины отмечаются и для р. Нижней Тунгуски, несмотря на меньшую площадь зоны сплошной мерзлоты (62 %). При более значительном снижении площади последней на бассейне р. Подкаменная Тунгуска (15 % от всей территории бассейна), доля зимнего стока возрастает до 9 %. За период наблюдений (2008 – 2011 гг.) годовой сток рек характеризуется значительной вариабельностью. Так для р. Нижняя Тунгуска величина расхода варьировала от 47 до 93 км³/год, причем наименьшее значение наблюдалось в 2010 г. Причиной этого стали низкий суммарный расход воды за период весеннего паводка (24 км³, среднесуточное значение 33 км³), что в свою очередь было обусловлено малоснежной зимой.

Концентрации неорганических соединений (основные катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+) и основные анионы (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-})) в русловом стоке рек достигают пиков своих значений в период зимней межени и имеют обратную зависимость от расхода воды в реках. К особенностям гидрохимического режима исследованных водотоков можно отнести доминирование различных анионов и катионов в определенные периоды гидрологического года: хлора и натрия в зимний (ноябрь–апрель), бикарбоната и кальция в весенний (май–июнь) и летне-осенний (июль–октябрь).

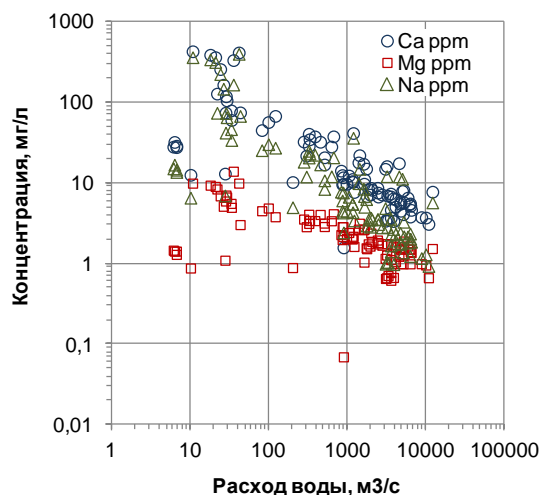


Рис. Зависимость концентраций основных катионов от расходов воды в р. Нижняя Тунгуска, 2005 – 2011 гг.

В зимний период возрастание концентраций натрия и хлор-иона происходит по мере промерзания деятельного слоя, когда источником растворов служат таликовые и подмерзлотные (трещинно-жильные и трещинно-пластовые, локализованные в образованиях нижнего триаса) воды [2]. По составу эти воды хлоридные кальциево-натриевые, что обусловлено залеганием эвапоритовых минералов под базальтовой толщей. В результате, в пике зимней межени, когда основная роль в формировании речного стока переходит к подземным водам, разгружающимся через сквозные талики со значительных глубин, минерализация воды в исследуемых реках может достигать 2,0 г/л. Также, общеизвестно, что в противоположность поверхностному стоку подземные воды, питающие реки, более минерализованы. Менее минерализованы грунтовые воды, значительная часть которых для реки определяется запасами, скапливающимися в аллювиальных отложениях речной долины в период высоких уровней в реке и питающими затем реку при понижении уровня. Минерализация этих вод в значительной мере зависит от условий водного режима реки (частота и продолжительность паводков) и состава пород, слагающих долину. Обычно аллювиальные воды имеют большую минерализацию, чем поверхностный сток. Данный факт может быть доказан результатами проведенных осенью 2003 г. геофизических исследований, которые подтвердили наличие таликов под руслами основных рек. При этом было установлено, что под руслом р. Н. Тунгуска в непромороженный аллювий разгружаются соленые воды. Также высокая минерализация в зимний период доказывает характер глубокого подземного питания. Химический состав таких подземных вод обычно связан с выщелачиванием мало промытых пород, нередко лежащих ниже базиса эрозии.

Весной при прохождении паводка, обусловленного снеготаянием, речные воды разбавляются снеготальмами и их минерализация резко снижается. Вместе с тем, в весенний и летне-осенний периоды воды исследуемых рек относятся к гидрокарбонатному кальциевому типу, что свидетельствует о формировании стока в почвенной толще в процессе мобилизации продуктов выветривания материнских пород (базальтов и туфов) и деструкции органического вещества. В целом, минерализация вод руслового стока возрастает по мере увеличения глубины сезонно-талого слоя и формировании стока в оттаявших горизонтах почвы, но в значительной степени определяется поступлением осадков. В засушливые периоды (июль–август), соответственно, возрастание роли таликовых и подмерзлотных вод вызывает увеличение минерализации и сдвигу к хлоридно-гидрокарбонатному натриево-кальциевому типу вод.

Литература

1. Кадамцева Т.М. и др. Основные результаты поисков подземных вод для удовлетворения питьевых потребностей поселка Тура // Разведка и охрана недр. – Москва, 2005. – С. 30 – 33.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ СОДОВЫХ ОЗЕР ЗАПАДНОЙ МОНГОЛИИ

М.Н. Колпакова

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Томск, Россия

Исследуемые озера расположены на территории Западной Монголии. Климат района – резко континентальный. Суточная амплитуда температуры воздуха достигает 30 °С, а годовая 90°С. Среднегодовое количество осадков составляет 100 – 200 мм, а испарение достигает 1000 – 1500 мм [5]. Рельеф представляет собой равнину, среди которой выступают отдельные холмы, небольшие гряды и группы холмов, сложенные гранитами и другими плотными породами. Однако наибольшим распространением на поверхности пользуются здесь мезокайнозойские континентальные образования, прикрытые сверху прерывистым чехлом четвертичных отложений [3].

За основу классификации озерных вод Западной Монголии нами была взята система Курнакова-Валяшко [1] с добавлением некоторых условий. Мы выделили три геохимических типа озер: 1) содовые, к которым отнесли все озера с $\text{pH} \geq 9,0$; 2) хлоридные, если $\text{pH} < 9,0$, а среди анионов преобладает хлор-ион и 3) сульфатные, если $\text{pH} < 9,0$, но среди анионов доминирует сульфат-ион. Эта классификация носит условный характер, но она позволяет сравнить озера не только по составу, но и по главным процессам его формирования, а также источникам химических элементов, что имеет большое геохимическое значение.

Таблица

Химический состав содовых озер Западной Монголии (2008 – 2011 гг.)

№ п/п	Название озера	pH	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	SiO ₂	M	Eh
			мг/л										г/л
1	Шаазгай * (21)	9,6	862	2815	604	5070	8	15	4902	68	18,7	14,3	45
2	Хара-Ус* (4)	9,3	197	1101	510	1589	17	61	1662	44	42,8	5,18	68
3	Хиргис* (7)	9,4	425	1657	1721	1549	34	255	2133	213	14,4	7,99	28
4	Урег	9,0	103	884	1290	640	9	422	557	50	–	3,95	–
5	Улгийн	9,7	788	5020	2250	2200	85	87	4423	18	12,0	14,9	–
6	Сангийн-Далай	9,5	715	3471	19235	23136	12	370	22480	4383	4,3	73,8	82
7	Дерген	9,9	506	1733	1165	690	14	188	1376	171	–	5,84	95
8	Цохор	9,3	755	3971	52217	9410	16	267	31467	1536	7,5	100	132
9	Их-гашун	9,8	606	2727	6014	6040	200	342	6802	624	–	23,4	82
10	Увс	9,4	218	1074	4428	5680	400	354	5101	62	23,3	17,3	91
11	Бага 1	9,1	216	1441	545	1917	12	76	1942	49	13,1	6,20	95
12	Бор-Хаг	9,2	1207	7101	4800	6300	100	626	8026	307	–	28,5	–
13	Бага 2	9,0	872	27343	19000	43100	208	2005	43000	1000	–	137	–
14	Айриг	9,1	251	1670	6879	7526	16	189	8466	87	2,0	25,1	–
15	Айраг	9,6	234	1122	1321	888	76	139	1287	136	12,8	5,20	81
	Среднее	9,4	530	2482	3084	3686	80	205	4659	175	15,1	31	28

* – средние значения по данному озеру среди всех отобранных из него проб, в скобках – количество проб

По принятой классификации 33 % из всех изученных озер района относятся к содовому типу – это природные сильнощелочные озера с высокими содержаниями Na и CO₃ и высокими значениями pH, часто превышающих значение 10 [3, 6]. Подробная методика опробования и методы анализов в аккредитованном Научно-образовательном центре «Вода» ТПУ уже была описана нами ранее [2]. Химический состав данных вод представлен в табл. Диапазон общей солености озерных вод довольно широк и варьирует от умеренно солоноватых до крепких рассолов с минерализацией до 137 г/л.

Содовые воды часто смешаны с другими типами вод и сода не всегда является основной составляющей в их общем балансе солей. В связи с этим, среди изученных озер Западной Монголии, по анионному составу можно выделить несколько подтипов. Первый отличается содержанием суммы карбонатов и бикарбонатов до 25 %экв от общего числа анионов. Для них характерна повешенная соленость от 17,3 до 137 г/л, не свойственная для типично содовых вод [4]. На линии тренда, показывающей зависимость суммы концентраций карбонат- и гидрокарбонат-ионов от минерализации (рис. 1) наблюдается ярко выраженное падение в области точек, относящихся к озерам этого подтипа. Второй подтип содовых озер характеризуется равными отношениями карбонат-, хлорид- и сульфат-ионов. Содержания последних нередко наблюдаются в пониженных долях (5 - 19 %экв), при постоянном (30 – 45 %экв) значении карбонатов. Общая минерализация озер этого подтипа колеблется от умеренно-солоноватых до слабосоленых (4 – 15 г/л). Однако, среди озер этого подтипа также обнаружено оз. Бор-Хаг-Нуур, соленость которого составляет 28,5 г/л.

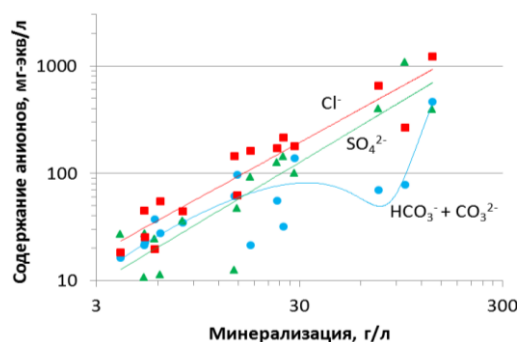


Рис.1 Зависимость содержания анионов от минерализации содовых озер

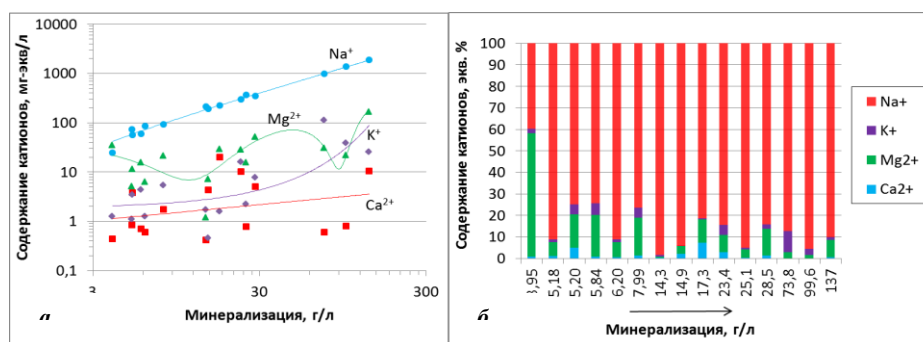


Рис.2 Зависимость содержания катионов от минерализации содовых озер

В отношении катионов картина более постоянная (рис. 2). Преобладающим катионом для содовых озер неизменно остается натрия, содержание которого достигает 43 г/л (среднее – 9,6 г/л). А вот содержания Ca и Mg не превышают 7,3 и 19,5 %-экв, соответственно. Исключение здесь составляет оз. Урег Нуур, содержание Mg в котором достигает 57,5 %-экв (рис. 2б). Для всех катионов отмечаются равномерные зависимости их концентраций от минерализации, наиболее непостоянным катионом здесь выступает Mg – для него эта зависимость носит сложный характер (рис. 2а). При этом его содержание имеет довольно высокую положительную корреляцию с SO_4^{2-} : коэффициент корреляции Пирсона (r) равен 0,67 (рис. 3).

Кроме того, между минерализацией и концентрацией ионов также наблюдается высокая корреляционная зависимость ($r = 0,6 - 0,8$), и только для кальция наблюдается более низкая корреляция ($r = 0,17$). Это обусловлено образованием малорастворимого карбоната кальция (кальцита) и, возможно, доломита в содовых озерных водах.

Как уже говорилось ранее, отличительным признаком содовых озер является их высокая щелочность (рН достигает 9,9, среднее – 9,4), обуславливающая высокие содержания в водах SiO_2 , концентрации которого изменяются от 2 до 43, среднее – 15,1 мг/л.

Итак, содовым озерам на территории Западной Монголии присущи высокие щелочность (рН до 10,3) и содержание SiO_2 (2,0 – 78,3, среднее – 20,2 мг/л), относительно низкая соленость по сравнению с другими типами озер. Кроме того, они отличаются невысокими содержаниями ионов Ca и Mg, которые обусловлены выпадением связывающих их минералов в осадок на определенной стадии развития системы «вода-порода». Для содовых озер данного района исследований также характерно изменение содержаний ионов в воде с ростом минерализации, особенно карбонат- и гидрокарбонат-ионов, значение которых остается на уровне 30 – 40 %-экв.

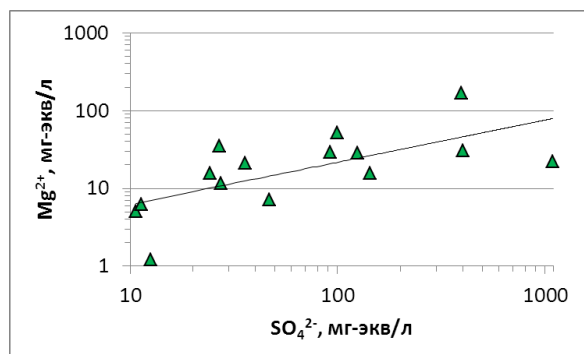


Рис.3 Зависимость содержаний магния от сульфат-иона в содовых озерах

Литература

1. Валяшко М.Г. Геохимические закономерности формирования месторождений калийных солей. – М.: МГУ, 1962. – 397 с.
2. Исупов В.П., Ариунбилэг С., Разворотнева Л.И., Ляхов Н.З., Шварцев С.Л., Владимиров А.Г., Колпакова М.Н., Шацкая С.С., Чупахина Л.Э., Мороз Е.Н., Куйбида Л.В. Геохимическая модель накопления урана в озере Шаазгай Нуур (Северо-Западная Монголия) // Доклады академии наук. – Москва, 2012. – Т.447. – № 6. – С. 658 - 663.
3. Маринов Н.А. Геологические исследования МНР. – М.: Недра, 1967. – 843 с.
4. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
5. Egorov A.N. Mongolian salt lakes: some features of their geography, thermal patterns, chemistry and biology // Hydrobiologia. – HYDR, 1993. – V. 267. – P. 13 – 21.
6. Stumm W., Morgan J. Aquatic chemistry chemical, equilibria and rates in natural waters. – New York: John Wiley and Sons Inc., 1996.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЙОНЕ ЦЕНТРА УЧЕБНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРАКТИК ТПУ

А.Н. Колчегосева

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно студенты Томского политехнического университета проходят учебную геологическую практику на полигоне, расположенном в Ширинском районе республики Хакасия. В связи с этим, поставили задачу проверки качества и изучения химического состава вод данного района.

В гидрогеологическом отношении район учебных геологических практик ТПУ расположен на стыке степной полуаридной зоны Северо-Минусинского межгорного артезианского бассейна и полугумидной зоны Батеневского кряжа Саяно-Алтайской гидрогеологической складчатой области, определяющих основные черты и специфические особенности формирования химического состава и режима природных вод, масштабы и направленность водных потоков [1].

Артезианские воды залегают в трещиноватых отложениях сыннигской свиты, в составе которой преобладают вулканогенно-осадочные породы с широким развитием известняков, эффузивов и туфов, черных сульфидизированных кремнистых и углеродисто-кремнистых сланцев [2]. Для проведения химического анализа артезианских вод, используемых для водоснабжения, отобрали пробы воды из водозаборной скважины на территории полигона и водозаборной скважины – лагерь «Чайка».

Хозяйственно-питьевое водоснабжение центра практик осуществляется за счёт нецентрализованного водоснабжения из неглубокой (25 м) скважины (фильтр с Н = 15 м), из которой насосом производится откачка вод в резервуар, таким образом, возможно регулирование поставки воды. От резервуара вода поступает по водопроводной сети к жилым домикам, на кухню, к умывальнику, на одной из улиц имеется водосборная колонка. Результаты химического анализа воды, отобранной из колонки, представлены в таблице.

Примерно в километре от центра южнее оз. Пионерского в Молодёжном лагере на залесённом склоне горы расположена водозаборная скважина с водонапорной башней, куда насосом подаётся подземная вода [1]. От водонапорной башни проведены две самотечные системы: одна к лагерю «Чайка», другая к колонке. Глубина скважины 98 м. Пробы воды для химического анализа были отобраны в колонке, расположенной в 100 м от скважины. Результаты в таблице.

Грунтовые воды исследуем методом шурфования. На территории полигона и вблизи полигона выкопали шурфы и отобрали пробы воды для химического анализа и пробы грунта для определения коэффициента фильтрации.



Рис.1 Фото шурфа №1



Рис.2 Фото шурфа №2

Шурф №1 расположен в юго-восточной части базы, на расстоянии в 70 м от озера. Описание разреза: от 0 до 15 см – дерновый слой; от 15 до 90 см – черные суглинки, с большим количеством органики. На глубине 90 см встречен водопроницаемый горизонт (песчано-гравийная смесь), необводненный, обломки различного размера (мелкие и средние 6*4*2 см), обломки светло коричневого, серого, бежевого, серо-кирпичного цвета. Уровень грунтовых вод устанавливается лишь на глубине 1,55 м. Площадь водной поверхности равна 2400 см квадратных; слой воды – 25 см (рис.1). С помощью трубки «Спец-Гео» определили коэффициент фильтрации. Для грунта из шурфа №1 средний коэффициент фильтрации составил 0,089 м/сут, что соответствует слабой водопроницаемости грунта.

Шурф №2 «Аннушкин» расположен между озером и территорией базы, в 10 метрах от ограждения территории полигона. В юго-восточном направлении в 70 м от озера Пионерное. Описание разреза: от 0 до 2 см – почвенно-растительный слой; от 2 до 45 см слой торфа; ниже – песок. На глубине 1,2 м встречена вода. Через час на поверхности воды образовалась плотная пена, мощностью примерно 3 см, светло-серого цвета (рис.2). Коэффициент фильтрации грунта из шурфа №2, определенный с помощью трубки «Спец-Гео», составил 4,95 м/сут. По результатам опыта песок относится к типу грунтов с очень хорошей водопроницаемостью.

В полевой лаборатории проводили химические анализы проб воды, отобранных в каждой из точек наблюдения, использовали различные методики. Например, колориметрия для определения pH, $Fe_{общ}$, Fe^{3+} , Fe^{2+} , NO_2^- , NH_4^+ ; титрование для определения CO_2 (свободный) или CO_3^{2-} , HCO_3^- , общей жесткости, Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} . Результаты по химическим анализам сведены в таблицу.

Выводы:

Вода, используемая для водоснабжения полигона и детского лагеря «Чайка», отвечает требованиям СанПиН 2.1.4. 1175-02 для нецентрализованного водоснабжения. Следовательно, вода пригодна для питья.

Сравнив химические анализа грунтовых и артезианских вод, наблюдаем, что они являются идентичными по своему составу, разница по величине минерализации не превышает 0,08 г/л. Следовательно, не исключена гидравлическая связь грунтовых и артезианских вод.

Если возможна гидравлическая связь грунтовых и артезианских вод, то артезианские воды являются незащищенными и могут подвергаться антропогенному воздействию. В связи с этим, стоит применять некоторые меры по защите водоносного горизонта от внешних факторов. Рациональнее переход водоснабжения поселка на более глубокие артезианские воды.

Таблица

Химический состав подземных вод в районе центра учебных геологических практик НИ ТПУ

Показатели	Водозаборная скважина геополгона		Водозаборная скважина - лагерь «Чайка»		Шурф №1		Шурф №2 Аннушкин	
T, °C	11		19,1		8,1		-	
pH	7,3		8,2		7,5		7,4	
Eh, мВ	570		120		201		-	
$Fe_{общ}$, мг/л	0		0		0		<0,3	
NO_2 , мг/л	0		<0,01		0		<0,01	
NH_4 , мг/л	0		>1,5(4,5)		0,2		0,1	
CO_2 , мг/л	17,6		22		79		57,2	
HCO_3 , мг/л	475,8	7,8	488	8	420,9	6,9	469,7	7,7
ОЖ, мг-экв/л	6,35		4,45		3,75		5,7	
Ca, мг/л	62	3,1	60	3	47	2,35	45	2,25
Mg, мг/л	39	3,25	17,4	1,45	16,8	1,4	41,4	3,45
Cl, мг/л	6,3	0,2	1,52	0,04	9,16	0,26	9,16	0,26
SO_4 , мг/л	25	0,52	25	0,52	35	0,74	25	0,52
Na + K, мг/л	49,91	2,17	94,31	4,41	30,17	1,31	30,17	1,31
M, г/л	0,661		0,686		0,608		0,639	
Формула Курлова	$CO_2 0,02 M 0,661$ $\frac{HCO_3 92}{Mg 38 Ca 36 Na 25}$ pH 8 T 11 ОЖ 6,35 Вода собственно пресная, гидрокарбонатная, натриево-кальциево-магниевая, слабощелочная, холодная, умеренно жесткая.		$CO_2 0,02 M 0,686$ $\frac{HCO_3 94}{Na 42 Ca 35 Mg 17}$ pH 8,4 T 19,1 ОЖ 4,45 Вода собственно пресная, гидрокарбонатная, кальциево-натриевая, слабощелочная, холодная, мягкая.		$CO_2 0,06 M 0,608$ $\frac{HCO_3 91}{Na 51 Ca 31 Mg 19}$ pH 7,4 ОЖ 3,75 Вода собственно пресная, гидрокарбонатная, кальциево-магниевая, слабощелочная, мягкая.		$CO_2 0,06 M 0,639$ $\frac{HCO_3 94}{Mg 42 Na 31 Ca 28}$ pH 7,4 ОЖ 5,7 Вода собственно пресная, гидрокарбонатная, кальциево-натриево-магниевая, слабощелочная, умеренно жесткая.	

Литература

1. <http://portal.tpu.ru/files/science/tom1.> – 2012.pdf
2. Иванкин Г.А. Путеводитель по району учебных геологических практик в Хакасии №2 – продукты девонского магматизма (для студентов всех специальностей геологоразведочного факультета). – Томск: ТПИ, 1982. – 18 с.
3. Копылова Ю.Г., Дутова Е.М., Васильев Б.Д., Сметанина И.В., Мачкасова О.А., Хвощевская А.А. Путеводитель по природным водам полигона учебных геологических практик в северной Хакасии. – Томск: ТПУ, 2005. – 150 с.
4. Строкова Л.А. Полевая учебная практика по инженерной геологии в Хакасии. – Томск: ТПУ, 2010. – 131 с.
5. СанПиН 2.1.4.1175-02 для нецентрализованного водоснабжения

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД БЕЛОВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА (КУЗБАСС)

Ю.А. Кононова

Научный руководитель доцент О.Г. Токаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водные ресурсы Беловского водохранилища и его береговая зона используются комплексно для водоснабжения населения и промпредприятий пос. Инской и г. Белово, при поливах прилегающих сельскохозяйственных угодий, рыбохозяйственных и рекреационных целях [2]. Исходя из этого, вопросы экологического состояния и химического состава водоема являются предметом внимания как со стороны специалистов в области охраны окружающей среды и природопользования, так и со стороны жителей, активно использующих его в рекреационных и рыболовных целях [1]. Ранее изучением данного вопроса занимались А.В. Дьяченко, В.В. Кирилов, Д.В. Черных, С.П. Казьмин, О.В. Климов, Ю.В. Матвеева и др. [1, 2].

В административном положении водосборный бассейн водохранилища расположен в пределах Беловского района Кемеровской области Сибирского федерального округа. В географическом положении исследуемая территория расположена между Западно-Сибирской равниной и Алтайскими горами в пределах Алтае-Саянской горной области [3]. Беловское водохранилище руслового типа было создано в 1964 г. в долине р. Ини, между отрогами Кузнецкого Алатау и Салаирского горного кряжа. Водоем сезонного регулирования образован подпорными гидросооружениями Беловской ГРЭС, расположенными у с. Коротково в 547 км от устья реки. Длина водохранилища по руслу достигает 19 км, средняя ширина около 1 км. Площадь водосбора в створе гидроузла ГРЭС составляет 1970 км². Отметка нормального подпорного уровня – 189,6 м, уровень мертвого объема – 187,7 м, полный объем при НПУ – 59 млн м³, полезный объем – 22,5 млн м³, площадь зеркала при НПУ – 13,6 км², площадь зеркала при УМО – 10,5 км² [1].

Целью данной работы является характеристика химического состава вод Беловского водохранилища, а также выявление общих закономерностей его изменения.

В основу работы положены данные, полученные автором в ходе прохождения летней производственной практики на Беловской Государственной районной электростанции (БГРЭС) в группе экологии и химической лаборатории санитарно-промышленного цеха, а также новые данные, полученные им в результате дополнительных исследований с целью получения более полного представления о химическом составе вод водохранилища. С этой целью в феврале 2013 г. были отобраны пробы из 6 точек, расположенных в пределах изучаемого объекта (рис.). Анализ химического состава отобранных проб был проведен проблемной гидрогеохимической лабораторией Научно-образовательного центра «Вода» Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

Результаты режимных наблюдений за изменением химического состава вод водохранилища в течение 2012 г., а также новые полученные данные приведены в табл., из которой видно, что состав вод подвержен сезонному изменению.

Так, выявлено резкое увеличение мутности, цветности и концентрации взвешенных веществ на фоне общего уменьшения величины минерализации в период половодья. Это объясняется тем, что в этот период на водосборной площади водохранилища доминируют маломинерализованные снеготалые воды, насыщенные взвешенными минеральными и органическими веществами природного и антропогенного происхождения. В результате стекания последних происходит разубоживание вод водохранилища. Главную роль, влияющую на высоту весеннего половодья в притоках водохранилища, а также минерализацию и химический состав воды в водоеме, играет объем вод, поступающих с водосбора.

При сравнении фактического содержания данных компонентов с предельно-допустимыми концентрациями, установленными Федеральным агентством по рыболовству (ПДК_{рх}) [4] выявлено, что значения цветности превышают ее регламентируемые значения (ПДК_{рх} = 20°) в 1,1 – 2,4 раза в зависимости от сезона года: наибольшее превышение наблюдается в период весеннего половодья, наименьшее – в осенний период. Подобная картина наблюдается относительно мутности, превышения ПДК_{рх} по которой увеличивается в период весеннего половодья (в 1,7 раза) и в конце летнего сезона (в 1,6 раза), тогда как в течение года находится в районе пределов допустимой нормы. Содержание взвешенных веществ превышает установленное значение (ПДК_{рх} = 10 мг/дм³) в большую часть года и достигает максимума в период половодья в 2,5 раза, а в остальное время содержание находится практически на уровне регламентируемых значений. По содержанию фенолов обнаружено двукратное превышение лишь в феврале. Содержание остальных компонентов находится в пределах ПДК_{рх}.

Результаты исследования в феврале 2013 г. показали, что воды водохранилища умеренно пресные по химическому типу гидрокарбонатные кальциево-магниевого, нейтральные. Формула Курлова выглядит следующим образом:

$$M 435 - 574 \frac{HCO_3^- 72 - 84,1 SO_4^{2-} 13,4 - 23,5}{Ca^{2+} 50,8 - 53,3 Mg^{2+} 22,9 - 30,7 Na^+ 16,8 - 22,9} pH 7,7 - 8,1$$

При анализе результатов исследования была выявлена тенденция незначительного увеличения содержания некоторых компонентов в водах водохранилища по мере протяжения его акватории от верхнего бьефа к нижнему (рис.). Например, содержание Ca²⁺ в точке отбора в районе верхнего бьефа составляет 60 мг/дм³, а нижнего – 64 мг/дм³, разница концентраций HCO₃⁻ в верхнем и нижнем бьефе чуть выше и составляет 258 и 288 мг/дм³, а Cl⁻ – 5,3 и 6,7 мг/дм³, соответственно. Значения перманганатной окисляемости, напротив,

уменьшаются от 6 мг/дм³ до 4,7 мг/дм³. Вода р. Иня после водохранилища становится менее минерализованной и менее жесткой.



Рис. Карта-схема точек опробования акватории Беловского водохранилища

Таблица

Сезонное изменение химического состава вод Беловского водохранилища

Показатель качества	Единицы измерения	ПДК _{р-к} [4]	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	февраль						
			2012												2013						
			1	2	3	4	5	6													
Запах	балл	2	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,3	1,1	1	1	1	—	—	—	—	—	—	
Цветн.	градус	20°	17	16	18	25	24	20	20	21	21	15	21	17	—	—	—	—	—	—	
Мутн.	мг/дм ³	1,5	0,7	0,8	1,6	2,6	1,5	1,0	1,5	2,4	1,7	0,8	1,1	1,2	—	—	—	—	—	—	
pH	ед.pH	6–9	7,8	8,1	7,9	8,1	8,1	8,3	8,2	8,0	8,2	8,1	8,1	8,0	8,0	7,9	7,8	8,0	7,7	8,1	
С.о.	—	—	355	370	366	335	271	297	290	289	206	278	309	308	—	—	—	—	—	—	
Σ солей	мг/дм ³	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	452	435	465	462	574	437	
ОЖ	мг-экв/дм ³	—	4,8	5,3	5,2	4,3	3,8	3,8	3,9	3,8	3,8	3,7	4	4,1	4,7	4,3	4,7	4,6	6,2	4,3	
NO ₂ ⁻	мг/дм ³	0,2	—	0,06	—	0,03	—	—	—	—	0,1	0,05	—	0,01	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	
NO ₃ ⁻		9	—	0,1	—	0,2	—	—	—	—	0,2	0,1	—	0,4	7,3	0,9	1,0	1,1	2,8	1,0	
NH ₄ ⁺		0,5	—	0,1	—	0,2	—	—	—	—	0,2	0,1	—	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	
PO ₄ ⁻		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,2	0,2	0,5	1,1	0,04	0,2
H ₂ CO ₃		—	2,1	2,0	2,2	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,0	2,2	—	—	—	—	—	—
HCO ₃ ⁻		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	264	258	280	288	382	256
CO ₂		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,6	5,3	8,8	7,9	8,8	2,6
SO ₄ ²⁻		100	34	37	31	34	25	34	35	29	30	30	32	44	66	64	65	53	49	67	
Cl ⁻		300	4,5	4,2	4,5	6,0	4,5	3,8	5,8	3,3	4,6	5,3	3,7	4,7	9,5	5,3	5,6	6,7	6,7	6,4	
Ca ²⁺		180	—	22,0	13,0	17,0	40,1	44,1	46,1	46,0	42,1	42,1	39,1	58,1	62	60	62	64	78	58	
Mg ²⁺		40	—	16,1	15,2	38	28,6	29,2	24,3	19,5	23,1	29,2	29,6	24,9	19,5	15,9	19,5	17,1	28,1	17,1	
Na ⁺		120	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29,0	29,8	30,3	30,8	28,9	29,7	
K ⁺		50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,9	2,9	3,0	2,9	1,4	3,0	
Fe _{общ}		0,3	0,03	0,07	0,23	0,14	0,06	0,11	0,05	0,12	0,15	0,17	0,08	0,14	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	
ПОК	—	3,9	4,2	4,4	4,9	4,4	4,4	4,7	4,9	4,7	4,5	4,4	4,3	3,9	6	5	4,7	1,8	4,2		
НП	0,05	0,013	0,018	0,026	0,011	0,012	0,01	0,024	0,013	0,01	0,018	0,023	0,018	—	—	—	—	—	—		
В.в.	10	21	20	7	13,4	25	14	7,5	12	9,5	12,5	9,5	9,7	—	—	—	—	—	—		
Фенол	0,001	—	0,002	—	0,001	—	—	—	—	—	0,001	—	—	0,001	—	—	—	—	—		

Примечание: «—» в таблице – данные отсутствуют (для ПДК – данные показатели не регламентируются); цветн. – цветность; мутн. – мутность; с.о. – сухой остаток; Σ солей – минерализация;

ОЖ – общая жесткость; *ПОК* – перманганатная окисляемость; *НП* – нефтепродукты; *в.в.* – взвешенные вещества.

Таким образом, при изучении химического состава вод Беловского водохранилища были выявлены превышения ПДК_{рх} по цветности, мутности, содержанию взвешенных веществ и фенолов, что негативно сказывается на рыбохозяйственной деятельности, организованной на данном водохранилище. Изучение динамики изменения химического состава в течении года показало закономерное уменьшение общей минерализации вод водохранилища за счет их разубоживания снеготальными водами в период паводка, а также некоторые изменения состава по мере простираания акватории водохранилища от верхнего бьефа к нижнему. Однако, чтобы в полной мере проследить динамику изменения состава и экологической обстановки вод водохранилища требуется постановка дополнительных исследований в ближайшее время.

Литература

1. Дьяченко А.В., Кирилов В.В., Черных Д.В. Экологические основы управления комплексным использованием Беловского водохранилища // Ползуновский вестник. – Барнаул, 2005. – №4. – С. 236 – 246.
2. Казьмин С.П., Климов О.В., Матвеева Ю.В. Геоэкологическое состояние береговой зоны и акватории Беловского водохранилища // Вестник Воронежского государственного университета. Серия «География. Геоэкология». – Воронеж, 2011. – №2. – С. 139 – 147.
3. Морфометрические особенности, состояние и режим водоохранной зоны Беловского водохранилища в 2011 г. – Новосибирск: СибНИГМИ, 2011 г.
4. Приказ Росрыболовства от 18.01.2010 № 20 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения». – М.: 2010 – 214 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ ГАЛЯНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Н. Костерова

Научный руководитель доцент Т.И. Романова

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В последние десятилетия наблюдаются заметные изменения климата Западной Сибири. Очевидно, что они могут отразиться и на водном балансе речных бассейнов, и условиях ведения хозяйственной деятельности, а, следовательно, стать важным объектом геоэкологических и гидрогеохимических исследований. В связи с этим были проведены эколого-геохимические исследования поверхностных вод на территории Галяновского месторождения, которое находится в Ханты-Мансийском районе в пределах Ханты-Мансийского автономного округа.

Геологический разрез Галяновского месторождения представлен породами двух структурных подразделений: метаморфизованными отложениями протерозой-палеозойского складчатого фундамента и терригенными – платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста. Породы фундамента имеют блоковое строение и осложнены многочисленными разрывными нарушениями.

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, представляющему собой мощную гидродинамическую систему, объединяющую серию водоносных горизонтов и комплексов. В водах верхнего структурного этажа наблюдается повышенное содержание железа и марганца и пониженное – фтора.

Площадь характеризуется сильной заболоченностью, болота смешанные и переходные травяно-сфагновые, преимущественно зарастающих озер и староречий. Район исследований расположен в западной части южной геокриологической зоны, для которой характерно наличие слоя реликтовой мерзлоты прерывисто-островного типа. На отдельных заторфованных участках могут встречаться остатки мерзлых пород и маломощные линзы пород многолетней мерзлоты. Криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения.

Поверхностные воды исследовались в течение 2008 г., опробование проводилось в зимнюю межень, в период половодья, в августе и перед ледоставом. Воды анализировались на содержание сульфатов, хлоридов, общего железа, марганца, цинка, меди, свинца, хрома, нефтепродуктов, а также pH среды (табл.).

Как показали результаты исследований, поверхностные воды являются ультрапресными со слабокислой или нейтральной средой. По химическому составу воды Галяновского месторождения преимущественно гидрокарбонатные кальциевые.

Содержания сульфатов, хлоридов, железа общего и марганца напрямую зависят от особенностей питания поверхностных вод. Максимальные их концентрации характерны для зимнего периода, когда вероятность подземного питания рек возрастает. В мае происходит резкий спад концентраций данных компонентов, обусловленный таянием снегов и разубоживанием поверхностных вод тальными водами. В дальнейшем, – к октябрю, их значения незначительно увеличиваются.

В поверхностных водах Галяновского месторождения отмечены повышенные концентрации общего железа и марганца. Их значения колеблются в пределах 0,26 – 9,20 мг/дм³ и 0,014 – 0,690 мг/дм³ соответственно, что существенно превышает нормативные требования, предъявляемые к водоемам рыбохозяйственного назначения. Высокие содержания и железа и марганца обусловлены специфическими условиями северных

территорий Западной Сибири. В условиях достаточно интенсивного водообмена железа, выщелачиваясь из пород [3] и почвогрунтов поступает в воду с заболоченных территорий водосбора в виде органоминеральных комплексов с гуминовыми и фульвокислотами. Значительные количества марганца поступают в процессе разложения водных животных и растительных организмов, особенно сине-зеленых, диатомовых водорослей и высших водных растений [2].

Таблица
Химический состав поверхностных вод на территории Галяновского месторождения, мг/дм³

№ поста	Привязка	Дата отбора проб	Компоненты									
			pH	Cl	SO ₄ ²⁻	Fe	Mn	Нефтепродукты	Zn	Cr	Pb	Cu
1 пост	р.Обь	март	7,17	20,0	14,64	2,8	0,69	0,042	0,0041	0,0023	0,0005	0,0095
2 пост	р.Охлым	март	6,94	2,1	1,02	9,2	0,16	0,065	0,0113	0,0056	0,0005	0,0116
3 пост	р.Обь	март	7,05	6,5	12,53	2,6	0,07	0,047	0,0052	0,0029	0,0005	0,0129
4 пост	р.Вошага	март	6,97	2,4	5,11	3,4	0,20	0,035	0,0034	0,0050	0,0005	0,0084
1 пост	р.Обь	май	7,27	1,2	4,21	0,26	0,02	0,011	0,0023	0,0031	0,0005	0,009
2 пост	р.Охлым	май	7,38	1,4	0,75	1,0	0,03	0,012	0,0037	0,0014	0,0005	0,009
3 пост	р.Обь	май	7,29	2,2	4,32	0,40	0,03	0,011	0,0026	0,0026	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	май	7,24	1,2	0,57	0,30	0,07	0,014	0,0025	0,0035	0,0005	0,0079
1 пост	р.Обь	июнь	6,21	1,2	3,36	0,36	0,022	0,033	0,0031	0,0012	0,0005	0,006
2 пост	р.Охлым	июнь	6,93	1,1	1,91	0,57	0,019	0,038	0,0047	0,001	0,0005	0,0058
3 пост	р.Обь	июнь	6,82	1,0	4,45	0,70	0,021	0,030	0,0090	0,0015	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	июнь	6,97	1,4	3,15	0,64	0,014	0,020	0,0027	0,0018	0,0005	0,008
1 пост	р.Обь	июль	6,72	2,2	4,26	1,0	0,043	0,053	0,0117	0,001	0,0005	0,008
2 пост	р.Охлым	июль	6,89	1,2	1,39	1,0	0,042	0,011	0,0057	0,0014	0,0005	0,006
3 пост	р.Обь	июль	6,82	2,6	5,08	1,0	0,020	0,030	0,0149	0,0015	0,0005	0,009
4 пост	р.Вошага	июль	6,99	1,3	3,32	0,6	0,070	0,038	0,0070	0,0015	0,0005	0,007
1 пост	р.Обь	август	6,74	3,4	6,69	1,1	0,035	0,035	0,0101	0,001	0,0005	0,014
2 пост	р.Охлым	август	6,80	1,2	1,16	0,47	0,03	0,012	0,0067	0,0026	0,0005	0,01
3 пост	р.Обь	август	6,74	3,1	6,38	1,1	0,036	0,035	0,0055	0,001	0,0005	0,01
4 пост	р.Вошага	август	6,99	2,1	4,34	1,2	0,069	0,040	0,0074	0,001	0,0005	0,01
1 пост	р.Обь	октябрь	6,96	4,7	8,99	1,2	0,089	0,041	0,0059	0,003	0,0005	0,016
2 пост	р.Охлым	октябрь	7,26	1,4	0,83	1,2	0,080	0,040	0,0067	0,0019	0,0005	0,016
3 пост	р.Обь	октябрь	7,17	4,7	9,07	0,9	0,046	0,050	0,0021	0,001	0,0005	0,012
4 пост	р.Вошага	октябрь	7,32	2,7	4,83	1,4	0,063	0,048	0,0042	0,001	0,0005	0,01
ПДК _{кр} *				300	100	0,1	0,01	0,05	0,01	0,02	0,006	0,001

*ПДК_{кр} представлены согласно Приказу Федерального агентства по рыболовству № 20 от 18.01.10.

Поведение микрокомпонентов (Cu, Zn, Pb, Cr) в поверхностных водах разнообразно. Содержание меди повсеместно превышает нормативные значения, установленные для водоемов рыбохозяйственного назначения, находясь на уровне 0,0058 – 0,0160 мг/дм³. При этом в летний период концентрации меди ниже, чем в зимний период. Хром в поверхностных водах меняется от 0,001 мг/дм³ до 0,0056 мг/дм³, не превышая ПДК для рыбохозяйственных водоемов.

По цинку наблюдается обратная картина (рис. 1): после весеннего спада его содержания идет увеличение значений в летние месяцы во всех исследуемых водотоках, а в водах р.Оби концентрации цинка достигают 0,015 мг/дм³. К октябрю цинк вновь уменьшается. Это вероятно связано с климатическими особенностями, когда увеличение температуры может ускорить скорость протекания геохимических процессов, вследствие которых возрастает способность химических элементов к растворению, миграции и накоплению их на геохимических барьерах [6].

Содержание нефтепродуктов в речных, подземных водах и в атмосферных осадках изменяется в довольно широких пределах и обычно составляет сотые и десятые доли мг/дм³. В незагрязненных нефтепродуктами водных объектах концентрации естественных углеводородов могут колебаться от 0,01 до 0,20 мг/дм³ [4]. Это определяется трофическим статусом водоема и в значительной мере зависит от биологической ситуации в водоеме [1].

В поверхностных водах площади исследований нефтепродукты в течение года варьируют от 0,011 до 0,065 мг/дм³ (рис. 2). При этом четкой зависимости от времени отбора (от условий питания) нет, несмотря на резкий спад углеводородов в период половодья, в дальнейшем в водах р. Охлым наблюдаются значительные перепады в их содержаниях, а на других постах поведение нефтепродуктов более стабильно, но незначительное уменьшение в водах поста 1 (р. Обь) в августе все-таки присутствует.

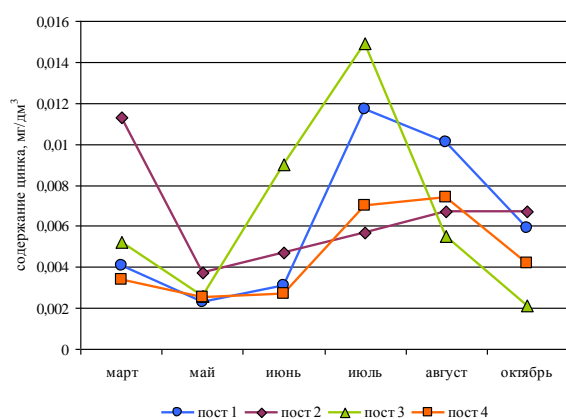


Рис.1 Содержание цинка в поверхностных водах Галяновского месторождения

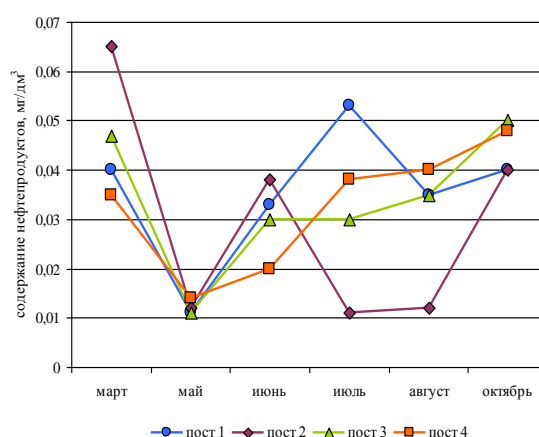


Рис.2 Содержание нефтепродуктов в поверхностных водах Галяновского месторождения

Учитывая расположение техногенной нагрузки (автодороги, кустовые площадки, скважины, населенные пункты), а также эпизодическое превышение нефтепродуктов в поверхностных водах утверждать о влиянии нефтедобывающих структур на поверхностные воды не корректно. Повсеместные превышения ПДК_{вр} по марганцу, общему железу, меди и цинку обусловлены следствием процессов происходящих в почвообразующих породах, богатых данными химическими элементами. Их повышенные концентрации в объектах окружающей среды закономерны для Западной Сибири и контролируются многими факторами, в частности, биологической продуктивностью ландшафта, характером геохимической среды, направленностью преобразования органического вещества и др. [4, 5].

Литература

1. Бабушкин А.Г., Московченко Д.В., Пикунов С.В. Гидрохимический мониторинг поверхностных вод Ханты-Мансийского автономного округа. – Югры-Новосибирск: Наука, 2007. – 152 с.
2. Бочев Ф.М., Лапшин Н.Н., Орадовская А.Е. Защита подземных вод от загрязнения. – М.: Недра, 1979. – 254 с.
3. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т.2: Система вода – порода в условиях зоны гипергенеза / Под ред. Б.Н. Рыженко. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 389 с.
4. Гидрогеохимические исследования основных водотоков Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2001. – 90 с.
5. Природопользование на Северо-Западе Сибири: опыт решения проблем // Под редакцией В.В. Козина, В.А. Осипова. – Тюмень: ТюмГУ, 1996. – 168 с.
6. Птицын А.Б. Введение в геоэкологию. Учебное пособие. – Чита: ЗабГПУ, 2003. – 184 с.

КОЭФФИЦИЕНТЫ ОБОГАЩЕНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТАМИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД ЧЕРЕПАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНЫЙ САЛАИР)

К.В. Крохта

Научный руководитель доцент Н.В. Гусева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эколого-геохимическое состояние территории в практике принято оценивать по состоянию природных сред таких, как поверхностные воды, подземные воды, литосфера, воздух, донные отложения. Состояние водной среды оценивается посредством сравнения показателей их состава с предельно допустимыми концентрациями (ПДК), кларками речных вод, либо с фоновыми показателями [3]. Данный подход предполагает оценку соответствующих коэффициентов: коэффициент концентрации по ПДК ($K_{ПДК}$), кларк концентрации (K_k), коэффициент концентрации (K_c). При интегральной оценке качества воды рассчитывается суммарный показатель загрязнения, который характеризует суммарное воздействие группы химических элементов. На основе величины этого показателя (от минимального до очень высокого) оценивается эколого-геохимическое состояние территории – от удовлетворительного до состояния экологического бедствия [1]. В итоге, исходя из значений полученных коэффициентов, можно сделать вывод о эколого-геохимическом состоянии территории.

Также существует еще один подход к оценке состояния природных сред – на основе коэффициента обогащения. Коэффициент обогащения среды каким-либо элементом K_0 – это безразмерный показатель, который представляет собой результат деления отношения концентраций в пробе исследуемого элемента и элемента, по которому нормируют, на отношение к их кларкам данной среды [2].

$$K_0 = \frac{\frac{X_{пр}}{Y_{пр}}}{\frac{X_{кл}}{Y_{кл}}} \quad (1)$$

где $X_{пр}$ – содержание элемента в пробе, мг/л; $Y_{пр}$ – содержание в пробе элемента, по которому нормируют, мг/л; $X_{кл}$ – кларк элемента, мг/л; $Y_{кл}$ – кларк элемента, по которому нормируют, мг/л.

Коэффициент обогащения может принимать различные значения. Его величина более 1 свидетельствует о наличии дополнительного источника поступления рассматриваемого химического элемента в природную среду (вод, донных отложений, почв).

Чаще данный коэффициент используется для оценки почв, для оценки концентрационной функции живого объекта (например, планктона) [5] либо для оценки потенциальных источников привнесенного в растительные ткани материала (например, в ткани мхов и лишайников) [6], а также для оценки аномального обогащения вод химическими элементами – потенциальными поллютантами.

Для нормировки в формуле 1 могут быть использованы разные литофильные элементы. Так для оценки почв и растительных тканей используют такие литогенные элементы как алюминий, кремний, железо [6], так как в результате расчетов возможно оценить соотношение техногенных и терригенных источников поступления элементов в эти среды. Выбор нормируемого элемента при оценке коэффициентов обогащения живого объекта основывается на том, что данный опорный элемент должен быть нейтрален к биохимическим процессам. Это такие элементы как алюминий, скандий или хром [5]. Кроме этого индекс обогащения используют для оценки и природных вод [3].

Целью данной работы является оценка степени обогащения вод химическими элементами на примере поверхностных вод Черепановской площади (Западный Салаир) и выявление аномального поступления химических элементов в воды.

Ранее проведено исследование химического состава поверхностных вод и донных отложений Черепановской площади для оценки эколого-геохимического состояния территории [4]. В результате выяснено, что поверхностные воды слабощелочные реже нейтральные, собственно пресные, умеренно пресные. По ионному составу воды относятся к гидрокарбонатному кальциевому типу.

Для расчета коэффициента обогащения рассматриваемых вод химическими элементами были использованы данные по кларковым содержаниям химических элементов в речных водах [7]. Нормирование при расчетах производилось по кремнию, т.к. кремний является литофильным элементом, а следовательно, по результатам расчетов возможно предположить является ли источник поступления того или иного элемента антропогенным либо литогенным.

Результаты расчетов, представленные в табл., показывают, что воды в меньшей степени обогащены следующими элементами (средние значения коэффициента обогащения, нормированного по кремнию, меньше 1): цинк, кадмий, медь, никель, иттрий, цирконий, серебро, сурьма, золото, ртуть, таллий, торий. Литий, бор, натрий, магний, алюминий, калий, кальций, титан, ванадий, хром, кобальт, галлий, германий, мышьяк, селен, бром, рубидий, молибден, олово, цезий, барий, лантан, лютеций, вольфрам, свинец, уран имеют средние значения коэффициентов обогащения вод равные от 1 до 10. Наибольшие же средние значения коэффициентов обогащения, а следовательно, и наиболее обогащены воды относительно кремния следующими элементами: стронций (23,3), марганец (27,8), железо (43,9), ниобий (68,3) и скандий (759,2).

Следует отметить, что рассчитанные значения коэффициентов обогащения сопоставимы со значениями кларков концентраций элементов в данных водах. Так наибольшее среднее значение кларка концентрации, также как и коэффициента обогащения, имеет скандий (327,6). Ниобий (29,3), железо (18,6), марганец (11,4) и стронций (8,9) также имеют сравнительно большие значения кларков концентрации.

Также при расчете коэффициента обогащения для донных отложений (нормирование производилось по скандию) выявлены те же поллютанты, что и для вод: марганец (4,2), стронций (2,9), ниобий (2,2). Также относительно других элементов большие значения коэффициентов обогащения донных отложений имеют бор (6,6), фосфор (2,8), вольфрам (2,6) и некоторые другие элементы.

Так как при расчете коэффициентов обогащения вод нормирование проводилось по кремнию, а кремний является литофильным элементом, то можно предположить, что элементы, коэффициенты обогащения которых близки к 1 (т.е. сопоставимы с кремнием) поступают в раствор исключительно за счет растворения горных пород. Таким образом, содержание элементов с наибольшими значениями коэффициентов обогащения, т.е. стронций, марганец, ниобий и скандий, возможно, связано с поступлением их из антропогенных источников.

Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение №14.В.37.21.1544 «Исследование процессов перераспределения химических элементов во вторичных потоках рассеяния в связи с совершенствованием методики поисков месторождений полезных ископаемых» и Госзадания «Наука».

Таблица

Значения коэффициентов обогащения химическими элементами поверхностных вод Черепановской площади (Западный Салаир)

Элемент	Кларк речной воды, мг/л	Коэффициент обогащения			Элемент	Кларк речной воды, мг/л	Коэффициент обогащения		
		Среднее	Min	Max			Среднее	Min	Max
Li	0,0025	4,0	1,1	21,1	Rb	0,002	1,2	0,2	5,4
B	0,02	8,1	0,9	34,7	Sr	0,05	23,3	7,5	102,0
Na	5	8,7	0,9	84,0	Y	0,0007	0,6	0,02	2,9
Mg	2,9	11,5	3,7	72,8	Zr	0,0026	0,1	0,001	0,3
Al	0,16	2,9	0,03	23,5	Nb	0,000001	68,3	15,3	169,6
K	2	2,0	0,2	20,6	Mo	0,001	2,1	0,5	8,6
Ca	12	7,6	2,5	22,7	Ag	0,0002	0,1	0,002	1,3
Sc	0,000004	759,2	388,4	1784,6	Cd	0,0002	0,4	0,01	3,4
Ti	0,003	5,0	0,2	20,7	Sn	0,00004	2,7	0,02	32,7
V	0,001	5,1	0,1	51,0	Sb	0,001	0,3	0,03	0,9
Cr	0,001	7,1	1,0	47,6	Cs	0,00003	2,0	0,1	14,4
Mn	0,01	27,8	1,2	103,9	Ba	0,03	4,4	1,0	22,0
Fe	0,04	43,9	16,6	148,5	La	0,00005	8,6	0,2	46,0
Co	0,0003	3,9	1,0	11,3	Lu	0,000001	7,4	0,3	31,1
Ni	0,0025	1,0	0,1	4,8	W	0,00003	3,0	0,2	16,5
Cu	0,007	0,5	0,1	1,1	Au	0,000002	0,4	0,05	1,9
Zn	0,02	0,4	0,01	3,9	Hg	0,00007	0,4	0,01	4,0
Ga	0,0001	1,7	0,1	12,1	Tl	0,001	0,0	0,001	0,3
Ge	0,00007	3,6	0,1	28,8	Pb	0,001	1,2	0,03	4,6
As	0,002	4,7	0,1	49,7	Th	0,0001	0,6	0,05	2,0
Se	0,0002	5,5	0,5	50,8	U	0,0005	7,8	0,6	31,5
Br	0,02	6,1	0,3	78,9					

Литература

1. Гуляева Н.Г. Методические рекомендации по эколого-геохимической оценке территории при проведении многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1000000 и 1:200000. – М.: ИМГРЭ, 2002, 72 с.
2. Катанова В.Г., Селянин А.В. Оценка содержания тяжелых металлов и их поступления в соленые озера лесостепной зоны правобережного Приишмья // Вестник ТюмГУ. – Тюмень, 2011. – №5. – С. 39 – 48.
3. Крохта К.В. Распределение тяжелых металлов в поверхностных водах и донных отложениях Черепановской площади по мере удаления от истоков рек // Экология России и сопредельных территорий (МЭСК-2012): Материалы XVII международной экологической студенческой конференции. В 2-х томах. – Новосибирск, 26–29 октября 2012. – Новосибирск: НГУ, 2012. – С. 23 – 24.
4. Крохта К.В. Химический состав поверхностных вод Черепановской площади (Западный Салаир) // Экология Южной Сибири и сопредельных территорий: материалы XV международной научной школы-конференции студентов и молодых ученых, Абакан, 16 – 18 ноября 2010. – Абакан: ХГУ им. Н.Ф. Катанова, 2011 – Т. 1 – С. 158 – 159.
5. Леонова Г.А. Геохимическая роль планктона континентальных водоемов Сибири в концентрировании и биоседиментации микроэлементов: Автореферат дисс. ... докт. геол.-минер. наук. – Новосибирск, 2009г. – 44 с.
6. Московченко Д.В., Валеева Э.И. Содержание тяжелых металлов в лишайниках на севере Западной Сибири // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. – Тюмень, 2010. – №11. – С.162 – 172.
7. Соловов А.П., Архипов А.Я., Бугров В.А. и др. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых. – М.: Недра, 1990. – 335 с.

ГИДРОГЕОХИМИЯ ОЗЕР ПРИКАЗАНСКОГО РАЙОНА

Н.А. Курлянов, Г.М. Нуртдинова, Б.Ф. Фаттахов

Научный руководитель доцент Р.Х. Мусин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Приказанский район охватывает площадь г. Казани и прилегающих к ней территорий. Он расположен в левобережной части р. Волги (Куйбышевского водохранилища), на южном окончании Казанско-Кировского прогиба Волго-Уральской антеклизы Русской платформы. В геологическом строении района принимают участие терригенно-карбонатные участками загипсованные образования средней перми (казанский и уржумский ярусы), обнажающиеся лишь в наиболее возвышенной восточной его части, и нелитифицированные песчано-глинистые преимущественно аллювиальные плиоцен-четвертичные отложения. Мощность последних может достигать 180 м. Пользующиеся максимальным приповерхностным распространением четвертичные отложения участвуют в сложении надпойменных террас рр. Волга и Казанка аккумулятивного типа – микулинско-калининской (Q_{III}), одинцовско-московской (Q_{II}), лихвинско-днепровской (Q_I) и окской (Q_I), закономерно сменяющих друг друга по мере удаления от р. Волги [2]. Плиоценовые и четвертичные образования в основном подстилаются породами

нижеказанского подъяруса. Нормальный подпорный уровень водоохранилища составляет 53 м, террасы воздымаются до отметок 140 м. Более высокие гипсометрические уровни (до 190 м) представляют собой коренной борт Волжской долины. В пермских и плиоцен-четвертичных отложениях локализованы соответственно трещинные и поровые воды, формирующие ряд взаимосвязанных водоносных горизонтов, основной областью разгрузки которых являются указанные реки. Уровень грунтовых вод в сглаженной форме повторяет поверхностный рельеф, глубина его залегания варьирует от 0 до 30 – 35 м. Состав подземных вод довольно пестрый. Воды плиоцен-четвертичных отложений при слабом проявлении техногенного воздействия и отсутствии перетоков из пермских горизонтов характеризуются в основном гидрокарбонатным магниево-кальциевым составом с минерализацией до 0,3 – 0,4 г/л и общей жесткостью до 5 – 6 мг-экв/л, воды же пермских отложений могут обладать минерализацией до 2,5 г/л и жесткостью до 20 – 30 мг-экв/л при сульфатном и хлоридно-сульфатном натриево-магниевом-кальциевом составе. Приказанский район отличается широким развитием озерных водоемов, многие из которых являются любимым местом отдыха горожан и широко используются в рекреационных и оздоровительных целях. Озера отличаются размерами, происхождением, типом питания, уровнем техногенного воздействия, биологической продуктивностью и др. Цель нашей работы – выявление особенностей состава озерных вод. В октябре-ноябре 2012 г. нами было опробовано 9 озер, а также р. Казанка за пределами городской черты и практически в центральной части города (рис.).

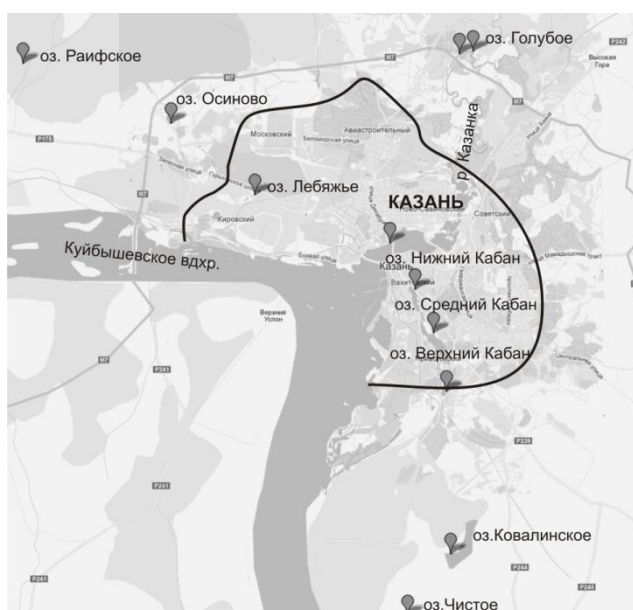


Рис. Местоположение опробованных озер Приказанского района

Непосредственно в полевых условиях определялись температура воздуха и воды, особенности состава воды английским прибором Aquameter, датчики которого фиксируют следующие параметры воды – температуру, pH, Eh, мутность, растворенный кислород, электропроводность, минерализацию (на основе электропроводности). Кроме этого Aquameter снабжен GPS-приемником и барометрическим датчиком. В лабораторных условиях проводился сокращенный химический анализ воды (определяемые компоненты согласно [4]). На атомно-абсорбционном спектрометре Contr AA-700 определены концентрации Fe, Mn, Ag, Pb, Zn, Cu, Ni. Некоторые морфометрические, гидрологические и гидрохимические данные озер приведены в табл. 1 (составлена с использованием данных [1 – 3, 5]) и 2.

Таблица 1

Морфометрическая и гидрологическая характеристика озер

Название озера	Площадь, га	Отметки уровня	Глубина, м (преобл./мах)	Геоморфологич. расположение (терраса)	Особенности питания	Уровень техногенного воздействия
Лебяжье	3,7	69	0,9/2,1	московская	атмосф. осадки	средний
Н. Кабан	48	51,5	6,5/12	калининская	смешанное	высокий
Ср. Кабан	112	51,5	6,5/12	калининская	смешанное	высокий
В. Кабан	22,8	53,1	5,8/13,2	калининская	смешанное	высокий
Ковалин.	132,6	69,6	19,5	днепровская	атмосф. осадки	средний
Чистое	0,75	76	3,18/6,5	днепровская	атмосф. осадки	средний
Осиново	8,2	99	9,3/24	днепровская	атмосф. осадки	средний
Раифское	35,2	63,2	6,65/19,6	московская	смешанное	низкий
Голубое	0,17	53,3	1,4/4,0	пойменная	подземное	низкий

Основные полученные результаты:

1) Озера Приказанского района характеризуются варьирующим в довольно широких пределах составом и минерализацией, что определяется, в первую очередь, характером (источником) их питания, техногенный же фактор имеет подчиненное значение. Озера, в питании которых участвуют лишь атмосферные осадки, отличаются минимальной минерализацией (например, оз. Чистое); озера сульфатно-карстового происхождения, формирование которых связано с восходящей разгрузкой вод пермских отложений, характеризуются максимальной минерализацией и лечебными свойствами воды (оз. Голубое), повышенной минерализацией обладают и озерные воды со смешанным типом питания, часть которого представлена водами пермских образований (оз. Нижний и Средний Кабан).

2) Гидрогеоэкологическая обстановка в Приказанском районе не претерпела существенных изменений за последние 20 лет, что может быть связано как с кризисными явлениями в российской экономике, так и с введением

Таблица 2

Гидрохимическая характеристика озер

Название озера	Кол проб.	Гидрохимический тип воды	Мин-ция, мг/л	Жесткость (мг-экв/л)	Компоненты, превышающие ПДК для питьевых вод
Лебяжье	4	SO ₄ / Mg-Ca	714 – 1006	11,2 – 12,6	Ж (1,68), М (1,06), SO ₄ (1,06), Pb (1,1), Fe (4,42), Mn (2,7), Ок (1,64)
Н. Кабан	5	Cl-HCO ₃ -SO ₄ / Mg-Ca	1056 – 1227	11,8 – 12,8	Ж (1,83), М (1,23), Si (1,38), Pb (2), Mn (5,08), Ок (2,82), NH ₄ (1,23)
Ср. Кабан	3	HCO ₃ -SO ₄ / Mg-Ca	1130 – 1328	12,8 – 13,4	Ж (1,83), М (1,32), Si (1,49), SO ₄ (1,26), Pb (1,2), Fe (1,44), Mn (3,18), Ок (1,85), NH ₄ (1,35)
В. Кабан	1	Cl-HCO ₃ / Mg-Ca	491	6,8	Mn (1,82), Ок (1,48)
Ковалин.	3	Cl-SO ₄ -HCO ₃ / Mg-Ca	128 – 139	0,8 – 1,4	Pb (1,96), Fe (1,1), Mn (2,77), Ок (1,18)
Чистое	2	HCO ₃ -Cl-SO ₄ / Mg-Ca	129 – 138	0,8 – 1	Fe (1,62), Mn (1,15), Ок (1,4)
Осиново	2	SO ₄ -HCO ₃ / Mg-Ca	196 – 234	1,8 – 2	Pb (1,96), Fe (1,32), Ок (1,4)
Раифское	3	Cl-HCO ₃ / Mg-Ca	294 – 518	3,0 – 6	Pb (2,46), Fe (1,49), Mn (2,57), Ок (1,7)
Голубое	2	SO ₄ / Mg-Ca	2046 – 2368	27,2 – 32	Ж (3,97), М (2,05), Si (1,5), SO ₄ (2,26)

Примечание. В графе №6 буквенными индексами обозначены компоненты состава воды (Ж-жесткость, М-минерализация, Ок-окисляемость), а цифры в скобках - степень превышения ПДК.

многих жестких экологических требований и ограничений в области природопользования. Единственным негативным моментом является неуклонное уменьшение площади озер с атмосферным питанием (Чистое, Лебяжье, последнее от полного высыхания спасает подача воды из скважины, каптирующей нижнеказанский водоносный горизонт), что связано с сокращением их водосборных площадей за счет автодорожного и др. типа строительства.

3) Практически все озера, вне зависимости от источников питания и уровня техногенного воздействия, характеризуются некондиционным в питьевом отношении качеством воды.

Литература

1. Каштанов С.Г. Грунтовые воды г. Казани. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1959. – 164 с.
2. Малышева О.Н., Нелидов Н.Н., Соколов М.Н. Геология района г. Казани. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1965. – 175 с.
3. Озера Среднего Поволжья. – Л.: Наука, 1976. – 236 с.
4. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. – 12 с.
5. Уникальные экосистемы солоноватоводных карстовых озер Среднего Поволжья / Под ред. А.Ф. Алимова и Н.М. Мингазовой. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2001. – 256 с.

**ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИРОДНЫХ ВОД НА ЛЕВОМ БЕРЕГУ
Р.ТОМИ В ПРЕДЕЛАХ Г.ТОМСКА**

О.О. Левина

Научный руководитель доцент Е.Ю. Пасечник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время левый берег реки Томи в пределах города Томска активно развивается. На данной территории ведется строительство окружной автодороги, коттеджных поселков, дач, но в то же время здесь расположены многочисленные водные объекты и водозабор, снабжающий весь город питьевой водой. Поэтому эколого-геохимическое исследование природных вод этой территории является актуальной темой.

В 2011 – 2012 гг. автором исследовались подземные и поверхностные воды левого берега р.Томи в районе г. Томска (рис.). Химический и микробиологический анализ был проведен в аккредитованной лаборатории НОЦ «Вода» ТПУ.

Отбор подземных вод был проведен со скважин различных глубин. Первые 3 пробы отобраны на междуречье рек Томи и Бурундук в нескольких километрах от Нового моста через р. Томь, на данной территории планируется строительство малоэтажного коттеджного поселка. Глубина первой скважины составляет 30 м, скв.2 – 48 м, скв.3 – 96 м. Четвертая проба отобрана со скважины, глубиной 50 м, питающей озеро Песчаное, в поселке Тимирязево. Пятая проба – вода из скважины на дачном участке, глубиной 15 м, в пос. Нижний Склад, около береговой дамбы. Для наглядного отображения химического состава проб используем формулу М.Г. Курлова.

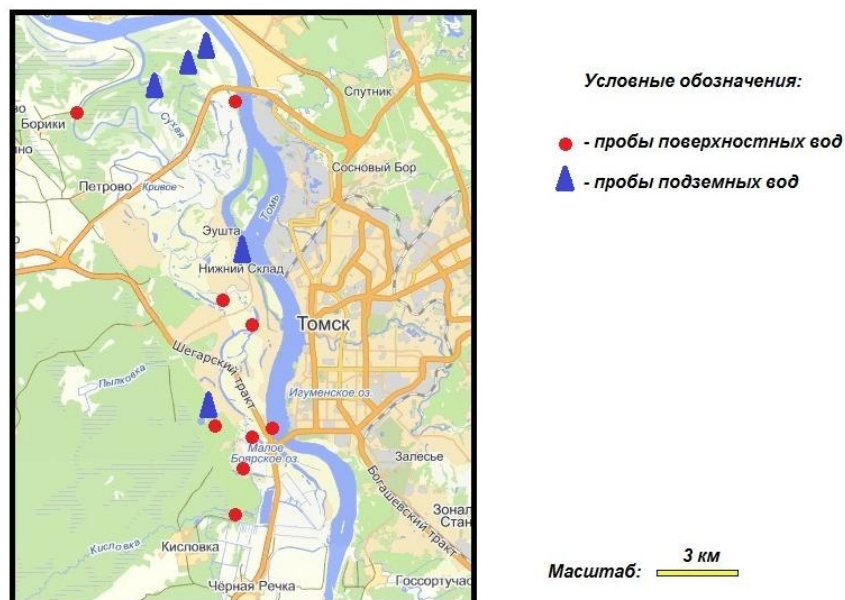


Рис. Обзорная карта-схема мест отбора природных вод

Скважина 1: $M_{0,29} \frac{HCO_3 91}{Ca 41 Na 30 Mg 27} T 5,3 pH 6,8 OЖ 2,5 Fe 4$

Вода умеренно пресная, гидрокарбонатная магниевно-натриево-кальциевая, нейтральная, мягкая, с повышенным содержанием железа.

Скважина 2: $M_{0,44} \frac{Cl 57 HCO_3 43}{Na 53 Ca 25 Mg 20} T 5,7 pH 8,3 OЖ 2,9$

Вода умеренно пресная, гидрокарбонатно-хлоридная кальциево-натриевая, слабощелочная, мягкая.

Скважина 3: $M_{0,93} \frac{Cl 91}{Ca 37 Mg 32 Na 29} T 6,5 pH 6,9 OЖ 11,4 Fe 17 Mn 0,78$

Вода собственно пресная, хлоридная натриево-магниевно-кальциевая, нейтральная, очень жесткая, с повышенным содержанием железа и марганца.

Скв «оз.Песчаное»: $M_{0,24} \frac{HCO_3 99}{Ca 51 Mg 35 Na 14} T 5,8 pH 7,7 OЖ 2,7$

Вода умеренно пресная, гидрокарбонатная магниевно-кальциевая, слабощелочная, мягкая.

Скв. «п. Ниж.Склад»: $M_{0,22} \frac{HCO_3 72 SO_4 14 Cl 14}{Ca 61 Mg 29} T 4,8 pH 6,9 OЖ 2,8 Fe 1,5$

Вода умеренно пресная, гидрокарбонатная магниевно-кальциевая, нейтральная, мягкая, с повышенным содержанием железа.

При сравнении результатов химического анализ проб с ПДК воды нецентрализованного водоснабжения [1, 4] было выявлено, что вода из скважины в п. Нижний Склад превышает норматив в 5 раз по содержанию железа, вода скважины возле оз. Песчаное не соответствует требованиям СанПиНа по железу и кремнию. Более чем в 13 раз превышено содержание Fe, почти в 2 раза – кремния и незначительное превышение Mn (1,3 раза) в первой пробе. В пробе №2 почти в 2,5 раза превышена норма ХПК, железо – в 2,7 раза, также имеется незначительное превышение Mn (1,08 раза). Качество воды скважины 3 не соответствует требованиям норматива по следующим компонентам: ХПК (превышение в 9,4 раза), СГ (1,5 раза), общей жесткости (1,1 раза), магния (1,3 раза), Fe_{общ} (более 56 раз), Mn (7,8 раз), кремния (почти в 2 раза). По остальным исследуемым показателям качество этих вод не выходит за рамки ПДК.

Отбор поверхностных вод был проведен на четырех озерах левобережья г. Томска (Беленькое, Боярское, Песчаное, Тояново), на реках Томь, Кисловка, Бурундук.

По результатам химического анализа проб, в соответствии с РД 52.24.643-2002, была проведена комплексная оценка степени загрязненности проб озер и рек Кисловка и Бурундук по 11 ингредиентам (БПК₅, ХПК, Cl⁻, SO₄²⁻, Fe_{общ}, NO₃⁻, NO₂⁻, NH₄⁺, нефтепродукты, Cu, Zn). В качестве норматива используем ПДК

вредных веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования [1, 5]. В итоге, установили, что воды озер Беленькое, Боярское и Песчаное относятся к 1 классу – *условно чистые*, хотя воды оз. Песчаное не соответствуют ПДК по количеству нефтепродуктов, а содержание железа в оз. Беленькое выше норматива в 1,5 раза. Воды оз. Тояново и рек можно отнести ко 2 классу – *слабо загрязненные*, т.к. имеются существенные превышения величин ХПК и $Fe_{\text{общ}}$.

Также дана комплексная оценка загрязненности этих проб по 11 ингредиентам (O_2 , Cl^- , SO_4^{2-} , $Fe_{\text{общ}}$, NO_3^- , NO_2^- , NH_4^+ , нефтепродукты, Cu , Zn , PO_4^{3-}), но в качестве норматива используем ПДК для водных объектов рыбохозяйственного значения [3]. В результате расчета удельного комбинаторного индекса загрязненности воды озер Беленькое, Боярское и Песчаное относятся ко 2 классу, вследствие, превышения ПДК по Fe , Cu , Zn в 1,8 раз в оз. Боярское. Вода оз. Песчаное не соответствует нормативам по содержанию меди ($1,6 \text{ мг/дм}^3$ против ПДК = 1 мг/дм^3) и нефтепродуктов ($0,137 \text{ мг/дм}^3$ против ПДК = $0,05 \text{ мг/дм}^3$), а вода оз. Беленькое не отвечает требованиям норматива по величине железа (превышения в 4,6 раз), меди и нефтепродуктов.

Оз. Тояново, реки Кисловка и Бурундук – к 4«а» классу – *грязные*, т.к. превышают ПДК по следующим компонентам: NH_4^+ , Fe , Cu , Zn , PO_4^{3-} , а р. Бурундук – еще и по содержанию кислорода.

При микробиологическом исследовании были обнаружены индикаторные бактерии на загрязнение органическим веществом, в том числе нефтепродуктами, микроорганизмы, окисляющие железо, в некоторых пробах сульфатвосстанавливающие бактерии и другие. Энтеробактерии ни в одном образце воды не были обнаружены, что, скорее всего, связано с низкой температурой воды (менее $20^\circ C$) при отборе.

Наибольшее количество микробов представлено олиготрофами, которые обнаружены во всех пробах в количестве от 3000 (скв. №2) до 200000 кл/мл (скв. «оз. Песчаное»), нефтеокисляющие бактерии обнаружены во всех пробах (кроме пробы воды со скв. №2), их число колеблется от 20 (скв. №3) до 12000 кл/мл (р. Бурундук). В пробах рек Томь и Бурундук, оз. Тояново, скв. №3, свк. «Ниж.Склад», скв. «оз. Песчаное» обнаружены пентаноокисляющие бактерии, что указывает на наличие этой группы углеводов в воде. Также при посеве образца со скв. «Ниж.Склад» были выявлены бензолокисляющие бактерии, в количестве 250 усл.ед.

Количество гетеротрофных железобактерий в пробах природных вод составляет от 130 (р. Томь) до 760 кл/мл (скв. «оз.Песчаное»), а скв. №3 фиксируется их полное отсутствие. Сульфатредуцирующие микроорганизмы выявлены во всех образцах вод, кроме проб рек Бурундук и Кисловка. Аллохтонная микрофлора, которая поступает извне, из различных источников загрязнения обнаружена почти во всех пробах. Протей (*Proteus vulgaris*), являющийся условно патогенным микроорганизмом, выявлен в р. Томь и скв. «Ниж.Склад», что указывает на загрязнение воды органическим веществом животного происхождения. Плесневые грибы «выросли» в пробах вод р. Кисловка и оз. Тояново, а в образцах воды р. Бурундук и скважины «оз. Песчаное» обнаружен азотобактер, указывающий на контакт с загрязненной почвой.

Однако, по количеству сапрофитов, согласно [2], воды из скважин №2 и №3 являются *чистыми*, пробы рек Томь и Кисловка и оз. Тояново – *умеренно-загрязненными*, вода скважины в пос. Нижний Склад – *загрязненная*, а проба р. Бурундук – *грязная*. И только вода скважины возле оз. Песчаное является *очень чистой* (полное отсутствие данного вида микроорганизмов).

Несмотря на то, что качество большинства исследуемых объектов не имеет критический характер, все же пробы вод не соответствуют химическим и микробиологическим нормативам по некоторым показателям. Поэтому еще большая антропогенная нагрузка на данной территории может привести к деградации хрупких экосистем, поскольку содержание некоторых веществ (нефтепродукты, фосфаты, ион аммония и другие) увеличилось за последние годы, что связано с хозяйственной деятельностью человека вблизи водных объектов и, как следствие, их эвтрофикацией.

Литература

1. Гигиенические нормативы ГН 2.1.5.1315-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования». – М., 2003. – 93 с.
2. Наливайко Н.Г. Микробиология воды. – Томск: ТПУ, 2006. – 139 с.
3. Приказ Росрыболовства от 18.01.2010 № 20 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения». – М.: 2010. – 214 с.
4. Санитарные нормы и правила СанПиН 2.1.4.1175-02 Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников. – М., 2002 – 18 с.
5. Санитарные нормы и правила СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод. – М., 2000. – 11 с.

ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО СТОКА БАССЕЙНА РЕКИ БАКЧАР ПРИ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ТЕРРИТОРИИ

О.А. Ложникова

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия во многих регионах мира, включая Западную Сибирь, наблюдаются заметные изменения климата, связанные с ростом среднегодовой температуры приземных слоёв атмосферного воздуха. В перспективе они могут стать причиной значительных перемен в социально-экономическом развитии обширных территорий, что обуславливает актуальность исследований многолетних изменений климатических и связанных

с ними гидрологических условий [6]. Вместе с тем в бассейне реки Бакчар возможна разработка крупнейшего месторождения железной руды, что потребует проведения комплексного исследования окружающей среды.

В данной работе рассматриваются факторы формирования поверхностного стока бассейна реки Бакчар.

Река Бакчар протекает в Бакчарском и Чаинском районе Томской области и впадает в реку Чая, которая в свою очередь является притоком р. Обь. Площадь водосбора р. Бакчар 7310 км², длина 348 км. Притоки: реки Тига, Пиза, Егоркина, Тикзо, Галка, Костиха, Тетеренка, Березовка, Логановка и внутриболотная малая река Ключ. Также реку питают озера Большое Белое, Среднее Белое и Таргач. Река Бакчар имеет смешанное питание, с преобладанием снегового; для водного режима характерно растянутое половодье. Она расположена на равнинной заболоченной территории в границах самого большого болота в мире – Васюганского. Согласно [3], его площадь составляет 5269437 га. Однако, по мнению О.Г. Савичева, это оценка носит весьма приближенный характер (в сторону занижения) вследствие сложности определения границ непрерывно изменяющегося комплекса олиготрофных (верховых), мезотрофных (переходных), евтрофных (низинных) болот, внутриболотных водоёмов и водотоков, заболоченных земель [5].

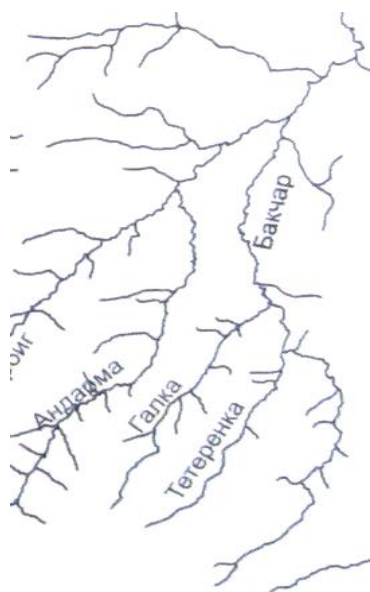


Рис.1 Схема речной сети в районе р. Бакчар [2]

К климатическим условиям формирования поверхностного стока относятся осадки, испарение, температура и др. Осадки непосредственно влияют на количество воды, прибывающей в бассейн и убывающей из него; они определяют как общее значение стока, так и распределение его в году. Более того, влияние осадков распространяется и на последующие годы. Например, после засушливого года одинаковое количество осадков и при той же интенсивности будет давать меньший сток, чем после года с избыточным увлажнением. Непосредственное влияние на сток оказывает и испарение. От температуры зависят вид осадков (твердые, жидкие), испарение и скорость снеготаяния. Температура обуславливает накопление снега зимой, весеннее половодье рек. Через испарение оказывает влияние на сток и ветер.

На первом этапе исследования автором были проанализированы климатические факторы формирования поверхностного стока бассейна реки Бакчар. Были сформированы и статистически исследованы массивы данных [9] с 1964 по 2010 гг. по температуре воздуха, количеству осадков, температуре почвы на разных глубинах, а также был исследован температурный режим торфяной залежи по данным лаборатории торфа и экологии Сибирского НИИ сельского хозяйства и торфа.

В результате статистической обработки массива данных по температуре воздуха и количеству осадков получены следующие результаты: среднемноголетняя температура воздуха равна $-0,14^{\circ}\text{C}$, среднемноголетняя сумма осадков за год – 475 мм. Выявлен статистически достоверный линейный тренд с вероятностью 0,95 среднегодовых температур воздуха, а также температур воздуха за

февраль, март, май, август, октябрь, ноябрь, декабрь. Для временного хода годового количества осадков статистически достоверного тренда не обнаружено, но положительный тренд на уровне 0,05 выявлен для временного хода среднемесячных сумм осадков в июне, июле, сентябре и декабре (рис. 2). Наличие тренда проверялось с помощью критерия инверсий [1].

Далее автор рассмотрел такой фактор формирования поверхностного стока р. Бакчар как изменение границ гидрологических сезонов. Примем, что датой установления снежного покрова считается дата установления отрицательных среднесуточных температур, а датой начала снеготаяния – дата установления среднесуточных положительных температур, следовательно, интервал времени между ними – это количество дней с устойчивым снежным покровом. Исследовав временной ход вышеуказанных показателей, статистически достоверный линейный тренд на уровне 0,05 выявлен лишь по одному из показателей – дата установления снежного покрова - снежный покров (рис. 3) устанавливается позже. Количество дней с устойчивым снежным покровом имеет тенденцию к уменьшению, а дата начала снеготаяния становится более ранней.

Почвенно-геологические условия так же являются фактором формирования стока реки. К ним относится водопроницаемость и влагоемкость почвы и грунта, мерзлота, геологическое строение и пр. Часть осадков впитывается и инфильтруется в почву, тем самым сток уменьшается и перераспределяется. Большое регулирующее влияние оказывают торфяные почвы. Они способны впитать большое количество осадков, а затем медленным грунтовым стоком отдавать воду рекам. Водопроницаемость и влагоемкость одних и тех же почв может изменяться. Например, с повышением влажности почвы уменьшаются ее водопроницаемость и влагоемкость, что способствует увеличению поверхностного стока. При замерзании все почвы становятся практически водонепроницаемыми. Если зимой грунт промерзает глубоко, то весной талые воды почти полностью стекают, не проникая в почвогрунты.

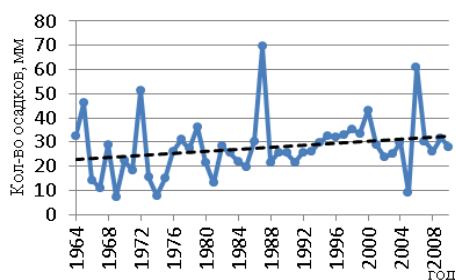


Рис.2 Временной ход суммы осадков за декабрь

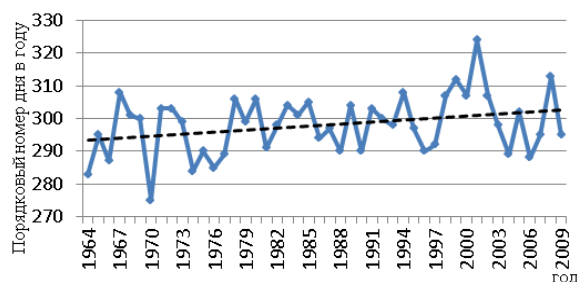


Рис.3 Изменение даты установления снежного покрова в 1964 – 2010 гг.

Следующим объектом исследования была температура почвы на глубинах 20, 80, 160 и 320 см. Были исследованы массивы данных по температуре почвы для глубины 20 см с 1985 по 2007 гг., и для глубин 80, 160, 320 см с 1963 по 2007 гг. В результате статистической обработки можно сказать, что на глубине 20 см статистически достоверных трендов вероятностью 0,95 не установлено ни по среднегодовым значениям температур, ни по временному ходу среднемесячных значений. На глубинах 80, 160, 320 см для среднегодовых значений температуры почвы заметны тенденции к увеличению температур за многолетний период, в ходе обработки данных установлены статистически достоверные линейные тренды с вероятностью 0,95. Такие же результаты получены на этих глубинах за многолетний период в теплый период года с мая по сентябрь, а также в январе. Стоит отметить, что статистически достоверные положительные тренды температуры на глубине 160 см установлены так же в феврале и марте, а на глубине 320 см – во все месяцы.

Анализ многолетних изменений температурного режима болот показал, что в целом торфяная залежь верхового болота в сравнении с минеральными почвами характеризуется более низкими температурами и меньшими амплитудами их колебания (предварительные результаты опубликованы в [8]). Исследования температурного режима верхового болота позволило отметить некоторое снижение температуры торфяной залежи в низком яме в слое 20 см в июне и соответствующее увеличение в конце периода вегетации, для слоя 160 см характерно снижение температуры в сентябре. Статистически значимое увеличение температуры торфяной залежи отмечается в слое до 100 см на участке осоково-сфагновой топи. Таким образом, аккумуляция влаги в торфяной залежи и перераспределение увлажнения территорий в течение года, отмеченное ранее [7] способствует изменениям температурного режима болот.

В настоящее время многими исследователями [3, 4 – 6] выявлено изменение водного стока рек и увеличение доли подземного питания, которое зависит от изменения факторов формирования поверхностного стока. Автором исследованы изменения расхода и уровня воды р. Бакчар за 1974 – 2008 гг. В результате статистической обработки данных с помощью критерия инверсий [1] был выявлен положительный линейный тренд с вероятностью 0,95 для многолетних среднегодовых расходов и уровней р. Бакчар. Так же линейный тренд обнаружен для многолетних данных по расходам реки за май, июль, август, ноябрь и декабрь и для многолетних данных по уровню воды в реке за январь-март, май, июль, сентябрь-декабрь.

В результате исследований можно отметить, что наблюдаются статистически достоверные тренды как климатических факторов формирования поверхностного стока, таких как температура воздуха, количество осадков, температура почвы на различных глубинах, изменения гидрологических сезонов, так и характеристик водного стока.

Литература

1. Бендат Дж., Пирсол А. Прикладной анализ случайных данных. Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 540 с.
2. Здвижков М.А. Гидрогеохимия Васюганского болотного массива: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. – Томск, 2005г. – 175 с.
3. Инишева Л.И., Земцов А.А., Лисс О.Л. и др. Васюганское болото. – Томск: ЦНТИ, 2003. – 212 с.
4. Савичев О.Г. Исследование эколого-геохимического состояния речных вод бассейна Средней Оби: Автореферат. Дис... кандидата геогр. наук. – Томск, 1996г. – 24 с.
5. Савичев О.Г., Базанов В.А., Скугарев А.А., Харанжевская Ю.А., Шмаков А.В. Водный и гидрохимический режим восточной части Васюганского болота // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 119 – 124.
6. Савичев О.Г., Болот И., Харанжевская Ю.А. Многолетние изменения элементов водного баланса малых рек на юге Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 124 – 128.
7. Савичев О.Г., Скугарев А.А., Базанов В.А., Харанжевская Ю.А. Водный баланс заболоченных водосборных территорий Западной Сибири (на примере малой реки Ключ, Томская область) // Геоинформатика. – Москва, 2011. – № 3. – С. 39 – 46.
8. Харанжевская Ю.А., Ложникова О.А. Многолетние изменения температурного режима болот в таежной зоне Западной Сибири // Контроль окружающей среды и климата: КОСК-2012: Материалы VIII Всероссийского симпозиума. – Томск, 1–3 октября 2012. – С. 42 – 43.
9. Российский гидрометеорологический портал [электронный ресурс]: официальный сайт meteo.ru

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ГИДРОКЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В РАЙОНЕ С. БАКЧАР

Ю.А. Моисеева

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Формирование стока воды рек и ресурсов подземных вод – процесс многофакторный и сложный. Определяющую роль в нем играют гидрометеорологические факторы (количество и режим выпадения атмосферных осадков, температура воздуха), а также гидрогеологические условия, определяющие величину подземного питания рек, которая тоже зависит от гидроклиматических условий территории и её геологического строения [4].

Ранее климатические условия территории описывали преимущественно с помощью осредненных за длительный ряд лет данных метеорологических характеристик и этого было достаточно в условиях стабильного климата; длительность рядов используемых для осреднения рядов бралась наибольшая, насколько это позволяло наличие рядов однородных данных. Развитие климатологии во второй половине XX в. показало, что климат не постоянен. Более того, как свидетельствуют палеоклиматические реконструкции, он изменялся всегда. Изменения климата происходят как под действием естественных причин, так и вследствие антропогенного воздействия на климатическую систему. Поэтому «старые» сведения об атмосфере уже не отражают свойств и состояния атмосферы в последние десятилетия. Возникает противоречие между желанием иметь статистически надежные сведения и нестационарностью климата. Наблюдаемая изменчивость метеорологических величин сопровождается аномалиями погоды, т. е. ненаправленными отклонениями от постоянных климатических средних значений.

Глобальное потепление последней трети XX в. стимулировало исследования изменений климата, их причин и последствий. Исследователями [2, 4] установлено значительные изменения температуры воздуха произошли зимой и весной, что характерно и для большей части умеренных широт Северного полушария. В зимний период аномалии от 1 до 3 °С охватывают большую часть Сибири, кроме района п-ова Ямал и всего северо-востока.

Наибольшие положительные тренды (0,2 – 0,4 °С/10 лет) среднегодовой температуры почвогрунтов на глубине 320 см, рассчитанные за период 1965 – 2006 гг. по полной сети метеостанций, обнаружены в центральной и южной частях Сибири [4]. На европейской части России, а также в Западной Сибири в пределах некоторых типов ландшафтов в настоящее время повышение температуры многолетнемерзлых пород достигло критических значений, что привело к формированию новых несквозных таликов, а также к углублению уже существующих.

На юге Западной Сибири пентадные (т.е. за 5 последовательных суток) суммы осадков увеличились от 2 до 5 мм. Сильные снегопады зимой, интенсивность серий которых отражает максимальные пентадные суммы осадков. Пространственные масштабы аномалий в 1989 – 2008 гг. уступают масштабам аномалий характеристик температуры.

В связи с изменением климата в Западной Сибири возникает необходимость установить, насколько проявились изменения климата в районе с. Бакчар и как это скажется на формировании водного стока. Целью исследований является оценка изменений климатических параметров в районе с. Бакчар. Материалом послужили специализированные массивы, как месячных, так и срочных данных [4] температуры воздуха, атмосферного давления, количества атмосферных осадков, упругости водяного пара, средней скорости ветра и продолжительности солнечного сияния метеостанции с. Бакчар за период с 1972 по 2008 гг.

Методика исследований заключалась в следующем все ряды данных были проверены на однородность с помощью теста Аббе [6]. Проверка на наличие тренда производилась с помощью критерия инверсий [1] при уровне значимости $\alpha = 0,05$.

Для общей продолжительности солнечного сияния (прямая солнечная радиация) среднемноголетнее значения составляет 1902,11 часов, максимальное 2299,00 часов (1981 г.), минимальное 1589,00 часов (1972 г.). При статистической обработке массива данных и исследовании временного хода среднемесячной температуры в период с 1970 по 2008 гг. установлено, что среднемноголетнее значение температуры за год составляет 0,03 °С, максимальное 2,18°С (1995 г.), минимальное –2,43 °С (1984 г.). Среднегодовое значение скорости ветра, рассчитанное как среднее из срочных значений, составляет 3,1 м/с. Максимальное среднегодовое значение наблюдалось в 1989 г. и составило 3,6 м/с, минимальное 2,3 м/с (1980 г.). Максимальные среднемесячные скорости ветра наблюдаются в декабре месяце, а минимальные преимущественно в летний период. Атмосферное давление за исследуемый период максимально в 1981 г. и составляет 1010,21 гПа, минимальное 1000,93 гПа (1983 г.), а рассчитанное среднегодовое значение 1003,79 гПа. По проведенным расчетам за период с 1970 по 2008 гг. сумма осадков за год составляет 479 мм, максимальное значение 624 мм (1996 г.), минимальное 301 мм (1989 г.). Для упругости водяного пара среднегодовое значение 6,25 гПа, максимальное 6,84 гПа (2007 г.), минимальное 5,72 гПа (1972 г.).

Однородными являются ряды среднегодовых данных общей продолжительности солнечного сияния, температуры воздуха и атмосферного давления, а ряды данных по упругости водяного пара, атмосферных осадков и средней скорости ветра являются неоднородными.

Часто предметом исследования является не изменчивость какого-либо параметра климата или объекта воздействия его изменения, а тенденции изменения на определенном отрезке времени. Это особенно характерно для исследования современных процессов, связанных с климатом, поскольку наиболее интенсивные его изменения (потепление) начались сравнительно недавно – в 1960 – 1970-х гг. Такие тенденции чаще всего

представляются в виде линейных трендов, и технология их выявления не зависит от того, изучается тренд параметра климата или какого-либо иного параметра. В данной работе тренды выявлены для рядов среднегодовых данных продолжительности солнечного сияния (рис. 1), температуры воздуха (рис. 2) в такие месяца, как февраль, март, май, июль, октябрь и упругости водяного пара в зимние и летние время года и для среднегодовых данных. Для скорости ветра, атмосферного давления и атмосферных осадков тренд не выявлен.

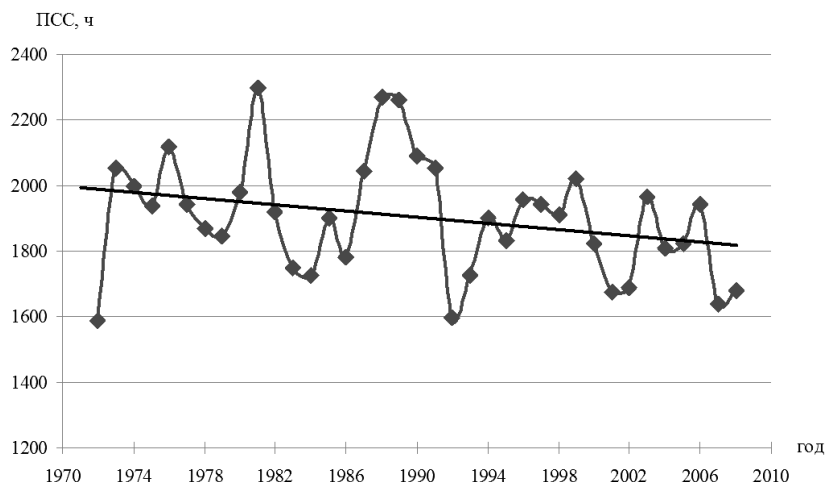


Рис.1 Временной ход суммы за год прямой солнечной радиации с линейным трендом в период с 1972 по 2008 гг.

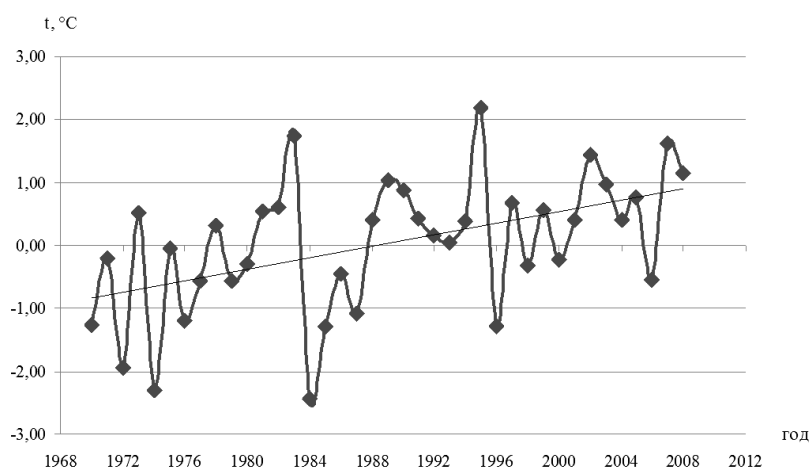


Рис.2 Временной ход среднегодовой температуры воздуха в период с 1972 по 2008 гг.

Анализ данных показал, что наблюдаются следующие изменения климатических параметров:

- повышение среднегодовой температуры воздуха;
- сокращение продолжительности прямой солнечной радиации;
- увеличение среднегодовых значений парциального давления водяного пара.

Проведенные исследования позволяют в дальнейшем проанализировать влияние этих изменений на формирование водного стока.

Литература

1. Бендат Дж., Пирсол А. Прикладной анализ случайных данных. Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 540 с.
2. Кобышева Н.В. Климатология. – Л.:1989. – 568 с.
3. Семенов С.М. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем. Гл. 1 // Общесметодологические вопросы. – Москва, 2012. – С. 6 – 52.
4. Семенов В.А. Комплексная оценка водных и водно-рекреационных ресурсов Калужской области // Труды регионального конкурса научных проектов в области естественных наук. – Калуга, 2003. – С. 372 – 384.
5. Rapp J., Schönwiese Ch.-D. Atlas der Niederschlags und Temperaturtrends in Deutschland 1891–1990 // Frankfurter Geowissenschaftliche Arbeiten: Serie B Meteorologie und Geophysik. – Frankfurt a. – М.: 1996. – Band 5. – 255 s.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ГОРОДСКОЙ СРЕДЫ (Г. СТРЕЖЕВОЙ) ПУТЕМ АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ
ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПО ФИТОПЛАНКТОНУ**

Е.А. Монахова

Научный руководитель доцент Н.М. Мирецкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе рассматриваются результаты мониторинга природных водоемов с разной антропогенной нагрузкой, методом биоиндикации. Актуальность изучения водных ресурсов не нуждается в подтверждении, поэтому мониторинг водных объектов г. Стрежевой является приоритетным направлением в научных исследованиях.

Из-за постоянно нарастающей антропогенной нагрузки на все компоненты природной среды возникают определенные проблемы рационального использования водных объектов, особенно малых. Миграция загрязняющих веществ и поступление их в водоемы приводит к загрязнению водных объектов различными химическими элементами и их соединениями, в том числе тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Нами был проведен мониторинг уровня загрязнения поверхностных вод, заключающийся в получении информации о качестве вод, необходимой для осуществления мероприятий как по охране, так и по рациональному использованию водных ресурсов. В последующем наши исследования могут быть использованы при инвентаризации этих объектов.

Изучение загрязнения водных объектов проводилось путем определения сапробности (рис. 1). Работа включала следующие этапы:

1. Определение родового состава фитопланктона. Результатом явилось создание атласа-определителя пресноводных водорослей окрестностей г. Стрежевой (рис.1.)
2. Выявление сапробности исследуемых объектов.
3. Мониторинг участков исследования.
4. Разработка рекомендаций по улучшению состояния исследованных водных объектов.

I. Изучено разнообразие фитопланктона 6 водных объектов (рис. 1), проведено определение водорослей до рода. Всего определено 48 родов водорослей семи отделов: Зеленые водоросли (Chlorophyta), Сине-зеленые водоросли (Cyanophyta), Диатомовые (Diatomeae), Пирофитовые (Pyrophytophyta), Эвгленовые (Euglenophyta), Золотистые (Chrysophyta), Харовые (Charophyta), Желто-зеленые (Xanthophyta).

Объектами исследований были пробы воды из шести водоёмов: 1 – озеро Окуноевое (располагается в 10 км от города); 2 – водоём, расположенный на границе микрорайона Новый и ул. Промысловой; 3 – водоём,



расположенный за городом в 2-х км по Колтогорской дороге; 4 – один из притоков р. Пасол, примерно в 2 км от города напротив асфальтного завода; 5 – водоём, расположенный примерно на 3 км от города по Колтогорской дороге; 6 – водоём, расположенный примерно в 6 км от города.

II. Все найденные водоросли были занесены в табл. и разделены по сапробности. По сапробности различают полисапробную (приурочена к местам гниения), мезосапробную (подразделяется на альфа-мезосапробов, показывающих показатели загрязнения и бета-мезосапробы – показатели естественного загрязнения), олигосапробную зону (преимущественно в родниках).

Самый грязный участок № 2. Водоём загрязнен нефтепродуктами и синтетическими моющими средствами, просто грязью с автомобилями. Берега водоема сильно замусорены: флаконы от моющих средств, полиэтиленовые пакеты, сломанные запчасти, полиэтиленовая упаковка и автомобильные покрышки. Вода альфа-мезосапробная.

Загрязненные участки № 3, № 5 (водоем искусственного происхождения используется для слива отходов ближней птицефермы, водоём Удаленный, небольшой по размерам). Вода в водоемах стоячая, поверхность воды покрыта ряской, на берегу много мусора – пластиковые и металлические бутылки, автомобильные покрышки, строительный мусор. Вода альфа-бета мезосапробная, водоемы более чистые, по сравнению с предыдущим.

Умеренно загрязненные участки № 1, № 4 и № 6. Вода бета-мезосапробная.

III. Мониторинг исследуемых объектов





5

4

Таблица

Фрагмент атласа-определителя пресноводных водорослей г. Стрежевой (автор Монахова Е.А.)

Альфа-мезосапробы – обитают в очагах загрязнения относительно чистых водоемов или на участках, где кончается влияние сильного загрязнения (сбросов очищенных вод городской канализации). Принимают участие в процессах очищения вод от органических соединений. Встречаются в застойных местах загрязненных водоемов.

Сине-зеленые водоросли <i>Cyanophyta</i>		Род Анабена – Anabaena Клетки овальные, собраны в нити, образующие пучки или одиночные. Вызывают «цветение» воды. Принимают участие в самоочищении водоемов от органического загрязнения.	Зеленые водоросли – <i>Chlorophyta</i>		Род Десмидиум – Desmidium Клетки цилиндрические, соединены в хрупкие легко распадающиеся нити. Плавает в стоячих водоемах с сильно загрязненной водой.
		Род Дактилококкопис – Dactylococcopsis Клетки вытянутые, ланцетные, прикрепляются к подводным предметам. Обитает в стоячих водах и торфяных болотах.			Род Клостериум – Closterium Клетка похожа на округлую пластиночку с глубокой перетяжкой по середине. Служит пищей для простейших животных. Вызывает «цветение» воды.

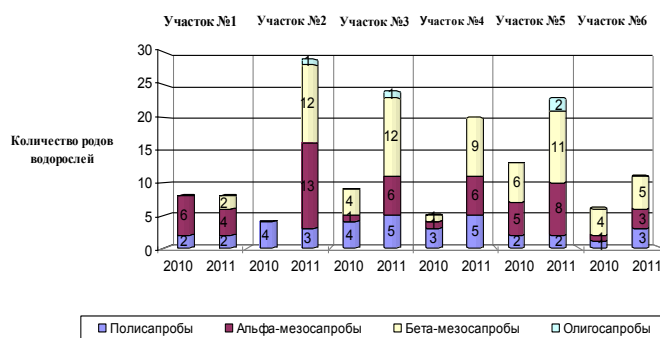


Рис.2 Мониторинг состояние водных объектов (2010 – 2011 гг.)

Все исследуемые водоемы в 2011 г. дали пик увеличения биологического разнообразия водорослей. Особенно ярко это проявилось на участках №№ 2, 3, 4, 5. Такой пик может быть объяснен двумя причинами. Первая причина очень раннее начало жаркого летнего периода (с 15 апреля) 2011 г., теплая вода дала пик размножения всех гидробионтов, в том числе и водорослей. Участок № 1 – оз. Окуное питается подземными холодными источниками и, вероятно, подтаивающей многолетней мерзлотой, поэтому вода в озере всегда холодная. Этим объясняется отсутствие пика размножения водорослей. Кроме того, на берегах оз. Окуное проведены работы по очистке берегов от мусора.

Вторая причина резкого увеличения разнообразия водорослей на участках №№ 2, 3, 4, 5 в 2011 г. – ухудшение санитарного состояния водоемов. На участке № 6 количество мусора на берегу и в воде не увеличилось.

IV. Проведя мониторинг водных объектов, нами были даны рекомендации по улучшению их состояния:

1. Провести инвентаризацию водных объектов и внести их в водный реестр для целевого использования водных объектов и их охраны (водный кодекс, глава 4, статья 36. Государственный контроль и надзор за использованием и охраной водных объектов).

2. Для восстановления водных объектов необходимо: на участках № 2 и 6 высадить прибрежную растительность, так как растения способны поглощать и накапливать ядовитые соединения, а затем разлагают на менее устойчивые соединения, которые в дальнейшем разрушаются микроорганизмами. На участках №3 и 5 убирать ряску хотя бы раз в неделю, так как она накапливает в себе бром.

3. Разработка мероприятий по восстановлению и реабилитации водных объектов в масштабах города.

Водный комплекс г.Стрежевой – это связанная «цепь» водоемов одного биоценоза. Если состояние одного из «звеньев цепи» будет угнетено, то нарушается равновесие экосистемы, что несет не поправимый ущерб экологической обстановке, поэтому необходимо как можно скорее приступить к реализации рекомендаций по восстановлению водных объектов.

Литература

1. Александрова Т.Д. Геоэкологические принципы проектирования природотехнических геосистем. – М.: ИГРАН, 1987. – 322 с.
2. Касимов Н.С., Перельман А.И. Геохимическая систематика городских ландшафтов // Вестник МГУ. Серия 5. География. – Москва, 1994. – № 4. – С. 36 – 42.

3. Саэт Ю.Е., Ревич Б.А. Эколого-геохимические подходы к разработке критериев нормативов оценки состояния городской среды // Известия АН СССР. Серия география. – Москва, 1988. – № 4. – С. 37 – 46.
4. Сорокина Е.П. Картографирование техногенных аномалий в целях геохимической оценки урбанизированных территорий // Вопросы географии. – Москва, 1983. – № 120. – С. 55 – 67.
5. Гуревич А.А. Пресноводные водоросли: определитель, пособие для учителя. – М.: Просвещение, 1966. – 110 с.
6. <http://www.yspu.yar.ru/>

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОЗЕРА «СЕННАЯ КУРЬЯ»

П.И. Петрова

Научный руководитель доцент Е.Ю. Пасечник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из важнейших проблем Томской области является загрязнение и деградация озер, которые очень сильно подвержены антропогенному воздействию. Одно из таких озер – это озеро Сенная Курья, которое является местом рекреации жителей города Томска, не смотря на то, что вода в озере каждый год признается санэпиднадзором непригодной для купания. Тем не менее, в гидробиологическом отношении, как и другие водоемы города, Сенная Курья исследована недостаточно.

От состояния окружающей среды в большей мере зависит здоровье горожан, следовательно, следует изучать состояние водоемов, выявлять и устранять источники загрязнения.

Цель работы: Оценка эколого-геохимического состояния озера Сенная Курья, выявление признаков загрязнения и их источников.

Экологическое состояние территории озера нуждается в постоянном контроле и своевременном проведении мероприятий по ее оздоровлению и охране. Местами вода Сенной Курьи сильно загрязнена. Она часто не удовлетворяет установленным нормативам качества, как по физическим свойствам, так и химическому составу.

Сенная Курья, являясь по происхождению прирусловой старице (в длину более 4 км), расположена в пойме левобережья реки Томи против южной части города Томска (рис.). Берега озера, заросшие тальником, местами крутые или заболоченные. Вода довольно прохладная из-за наличия родников на дне в средней части водоема. Грунты в водоеме местами песчано-галечные или глинистые, но с довольно мощным слоем серых илов, способствующих аккумуляции различных веществ, в том числе загрязнителей. Потеря связи с рекой (утрата проточности) и строительство дамбы в нижней части водоема коренным образом изменили гидрологию водоема. Все эти особенности оказывают существенное влияние на ход гидробиологических процессов в водоеме.

В 2012 г. Департаментом природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области начался проект по предотвращению истощения, ликвидации загрязнения и засорения озера Сенная Курья [2]. Летом этого года были проведены первые работы, дно озера очищали от донных отложений земснарядом «Ватермастер».

В работе использованы материалы специализированной инспекции государственного экологического контроля и анализа (СИГЭКиА) Областного комитета охраны окружающей среды и природопользования Томской области (ОГБУ «Облкомприрода») [2].

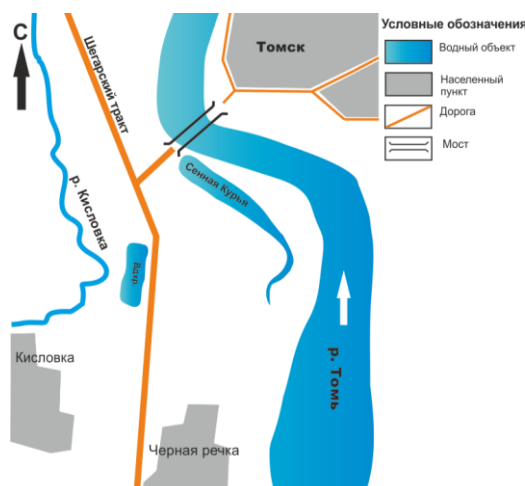


Рис. Обзорная карта-схема района исследования

Для оценки экологического состояния озера до очистки в августе 2010 г. было проведено исследование химического состава воды лабораторией торфа и экологии в Томской области, результаты представлены в табл. 1.

В соответствии с классификацией О.А. Алекина воды озера Сенная Курья характеризуются как гидрокарбонатные кальциевые, умереннопресные, щелочные. Жесткость воды составляет 2,3 мг-экв/л и не превышает нормы. В условиях низкой проточности, воды озера характеризуются высоким содержанием

органических веществ, наблюдается превышение концентраций по величине ХПК, более чем в 2 раза превышено содержание железа. По остальным показателям качество воды озера не выходило за рамки ПДК.

Таблица 1

Результаты химического анализа воды озера (до очистки)

	Показатель, мг/л											
	pH	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	NO ₃ ⁻	Fe _{общ}	NH ₄ ⁺	ХПК	Сухой остаток
озеро	8,6	26,5	12,2	10,2	131,8	2,06	12,3	0,69	0,78	0,86	33,6	155,5
ПДК	6,5 – 8,5	200	50	230	–	500	350	45	0,3	1,5	30	1000

Летом 2012 г. начались работы в рамках проекта «Предотвращение истощения, ликвидация загрязнения и засорения озера Сенная Курья в г.Томске, Томская область», а также проводился контроль качества очистки озера.

В табл. 2 представлены данные по содержанию некоторых компонентов химического состава вод озера. Качество воды озера Сенная Курья оценивался в соответствии ГН 2.1.5.1315–03 и СанПиН 2.1.5.980–00 [1, 4].

Макрокомпоненты и pH. Содержание макрокомпонентов удовлетворяет нормативам качества воды в водных объектах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового назначения. Отмечается нарушение нормативов по величине pH, в летний период значение увеличивается до 8,9, в остальное время pH находится в пределах нормы.

Биогенные вещества. Наблюдается повышенное содержание азота аммонийного и железа.

Органические соединения. Повышенное содержание фенолов, значения ХПК и БПК, связано с большим содержанием органических веществ в озере.

Также в пробах наблюдается большое содержание взвешенных веществ, они влияют на прозрачность воды и на проникновение в нее света, на температуру, состав растворенных компонентов поверхностных вод, а также на состав и распределение отложений и на скорость осадкообразования. Вода, в которой много взвешенных частиц, не подходит для рекреационного использования по эстетическим соображениям.

По величине БПК₅ степень загрязнения водоема оценивается как грязные.

Источником соединений железа являются процессы химического выветривания горных пород, сопровождающиеся их механическим разрушением и растворением. Являясь биологически активным элементом, железо в определенной степени влияет на интенсивность развития фитопланктона и качественный состав микрофлоры в водоеме.

Фенолы в естественных условиях образуются в процессах метаболизма водных организмов, при биохимическом распаде и трансформации органических веществ, протекающих как в водной толще, так и в донных отложениях. В незагрязненных или слабозагрязненных речных водах содержание фенолов обычно не превышает 20 мг/дм³ [3].

Таблица 2

Химический состав вод озера Сенная Курья

Определяемая характеристика	ПДК _{хоз-пит} мг/л	Концентрация, мг/л			
		Дата отбора проб			
		11.05.12	02.07.12	30.10.12	22.01.13
Взвешенные вещества	0,75	9,6	26,9	<3,0	59,0
Сухой остаток	1000	149	146	229	208
pH	6,5 – 8,5	8,9	8,8	7,2	7,1
Прозрачность, см	20	21,0	17,0	17,0	29,0
Запах, баллы	2	0	0	0	0
NH ₄ ⁺	1,5	0,22	6,1	1,63	2,32
SO ₄ ²⁻	500	<10,0	<10,0	34,1	19,0
NO ₂ ⁻	3,3	0,025	0,032	0,049	0,054
NO ₃ ⁻	45	39,1	0,36	1,45	1,46
Cl ⁻	350	7,9	11,9	13,6	11,7
PO ₄ ³⁻	3,5	<0,05	0,058	0,065	0,112
ХПК	30	26,0	36,1	23,0	21,0
БПК ₅	4	8,8	12,3	7,6	7,8
Fe _{общ}	0,3	0,7	0,59	2,66	1,95
Фенолы летучие	0,001	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002
Нефтепродукты	0,3	0,019	0,023	0,034	0,026
АПВВ	0,5	<0,025	0,043	<0,025	<0,025
F ⁻	1,5	<0,5	<0,5	<0,5	<1,0

Таким образом, можно сделать вывод, что на данный момент озеро является непригодным для рекреационных целей по органолептическим показателям. Следует продолжать очистку, улучшать качество воды и проводить контроль. В дальнейшем следует провести следующие мероприятия:

- исключить засыпку берегов строительным и бытовым мусором;
- запретить строительство в прибрежной защитной полосе озера;
- исключить организацию и сброс поверхностного стока с твёрдых покрытий прилегающей территории;
- обеспечить содержание территории в надлежащем порядке за счёт расстановки контейнеров и своевременного вывоза мусора.

После проведения комплекса мероприятий, улучшится питание озера, восстановится водообмен, соответственно повысится качество воды в озере, будет создана на прилегающей к озеру территории благополучная в санитарном и экологическом плане среда обитания.

Литература

1. Гигиенические нормативы. ГН 2.1.5.1315–03. Предельно допустимые концентрации химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – М.: Минздрав России, 2003.
2. Елугачев П.А. Проектная документация. Предотвращение истощения, ликвидация загрязнения и засорения озера Сенная Курья в г.Томске. – Томск: Индор, 2011.
3. Молчанова Я.П., Гусева Т.В., Заика Е.А. Справочные материалы. Гидрохимические показатели состояния окружающей среды. – М.: Эколайн, 2000. – 87 с.
4. Санитарные правила и нормы 2.1.5.980–00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод. – М.: Минздрав России, 2000.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВОДОЗАБОРА ГОРОДА БИЙСКА

И.В. Радюк

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водозабор №2 подземных вод, расположен в Алтайском крае, городе Бийске по улице Социалистической. Расход воды водозабора №2 – 12500 м³/сут. Водозабор обеспечивает питьевой водой 18000 человек, а именно район квартала «АБ» микрорайона «Строитель».

Водозабор состоит из 9 действующих скважин и одной резервной. Эксплуатируются среднечетвертичный аллювиальный (аQ_{II}) и верхнеолигоценый-нижнемиоценовый (P₃³-N₁¹) горизонты.

Скважины расположены в виде линейного ряда, расположенного перпендикулярно к реке Бия и параллельно направлению потока подземных вод¹. Длина ряда составляет 1300 м. Расстояние до реки 2000 м.

Первый от поверхности эксплуатируемый водоносный среднечетвертичный аллювиальный горизонт вскрывается на глубине 32 метра и от поверхности перекрывается толщей глин мощностью до 2 м. Данный горизонт рассматривается как недостаточно защищенный от поверхностного загрязнения.

Водоносный верхнеолигоценый-нижнемиоценовый горизонт вскрывается на глубинах 95 – 104 м и от кровли перекрывается выдержанными плотными водоупорными глинами мощностью от 2 м на южном фланге водозабора и до 20 м на северном. Описываемые глины являются местным водоупором, разделяя подземные воды верхнеолигоценых-нижнемиоценовых отложений от вышележащих водоносных горизонтов. За пределами участка водозабора водоупор имеет невыдержанное распространение, и водоносный горизонт связан с вышележащими горизонтами аральской и монастырской свит. Водоносный верхнеолигоценый-нижнемиоценовый горизонт рассматривается как недостаточно защищенный от поверхностного загрязнения.

Используемый верхнеолигоценый-нижнемиоценовый водоносный горизонт имеет гидрокарбонатные кальциево-магниевые кондиционные по сухому остатку (0,39 – 0,52 г/дм³) подземные воды. По значению рН воды слабощелочные (7,4 – 7,8), с жесткостью 5,9 – 7,0 мг-экв/дм³.

Мониторинг качества подземных вод осуществляется МУП г. Бийска «Водоканал» систематически с 1964 г. Отбор проб воды производится на химический и бактериологический анализы по каждой из скважин согласно существующим требованиям. Качество подземных вод охарактеризовано результатами анализов макро- и микрокомпонентов, состав которых регламентируется СанПиН 2.1.4.1074–01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

В 2010 г. на водозаборе перед станцией второго подъема и разводящей сетью сооружена станция обезжелезивания подземных вод.

Технологический процесс осуществляется по самотечной схеме. Вода из скважин по технологическим трубопроводам Д-530 мм, соответствующим нормам ГОСТа 10704-91, поступает в водоприемную камеру перед фильтрами и изливается с высоты 0,5 м над уровнем воды. Наличие водоприемной камеры позволяет обеспечить более равномерную подачу на фильтры, дополнительную ее аэрацию, а также осуществить местный отсос воздуха при наличии в воде сероводорода. Обезжелезивание воды происходит в толще загрузки фильтров, при

¹ Обычно расположение скважин водозабора осуществляется параллельно реке и перпендикулярно направлению потока подземных вод (редакт.)

этом полный и стабильный эффект достигается после «зарядки» (образования на поверхности зерен пленки из соединений железа), которая происходит один раз при пуске станции в эксплуатацию. Продолжительность «зарядки» зависит от качества исходной воды, параметров загрузки, заданного режима и может составлять от 30 – 40 часов до нескольких суток. Наличие каталитической пленки на поверхности фильтрующей загрузки обеспечивает высокую стабильность процесса обезжелезивания, меньшую его зависимость от колебаний отдельных показателей качества исходной воды и позволяет применять сравнительно небольшие количества растворенного кислорода. Пройдя фильтрующую загрузку, вода освобождается от железа и направляется в резервуары чистой воды. Перед резервуарами для обеззараживания в воду вводится раствор гипохлорита натрия. Из резервуаров вода забирается насосами второго подъема и подается потребителю. Система обводных коммуникаций на площадке предусматривает подачу воды при аварии, минуя отдельные сооружения или их отключение.

Станция обезжелезивания производительностью 536,46 м³/час представляет собой заблокированное из двух объемов здание. В первом объеме располагается фильтровальное отделение, которое заглублено до отметки 0,8 метров, а на перекрытии 3,6 м располагаются площадки обслуживания. Во втором объеме располагаются административно-бытовые помещения.

В фильтровальном отделении расположено 6 фильтров. Фильтры приняты открытые, скорые, с боковым карманом. Высота фильтров 4,28 м. Фильтр – прямоугольное сооружение размером 6×18 м с плоским дном, выполненное в сборно-монолитном железобетоне. Сверху фильтра до низа его желобов наклеена глазурованная плитка. Полезная площадь фильтрации одного фильтра – 12,73 м². Скорость фильтрации при нормальном режиме составляет 7,15 м/час, при форсированном режиме – 8,58 м/час. Для загрузки фильтров принят кварцевый песок с диаметром зерен загрузки 1,0 – 2,0 мм (эквивалентным диаметром 1,2 – 1,3 мм), коэффициентом неоднородности 1,5 – 2,0. Высота загрузки – 1200 мм (91,66 м³). В качестве поддерживающего слоя принят гравий или щебень с диаметром зерен:

- 1,2 – 2,0 мм, высота загрузки – 100 мм (7,64 м³);
- 2,0 – 5,0 мм, высота загрузки – 50 мм (3,82 м³);
- 5,0 – 10,0 мм, высота загрузки – 100 мм (7,64 м³);
- 10,0 – 20,0 мм, высота загрузки – 100 мм (7,64 м³);
- 20,0 – 40,0 мм, высота загрузки – 250 мм (19,10 м³);

На один фильтр рассчитано 137,5 м³ фильтрующего материала.

Пуск фильтров в эксплуатацию после производства работ осуществляется следующим образом: фильтр медленно заполняется снизу через промывочную систему отстоянной водой с целью вытеснения воздуха из порового пространства фильтрующего слоя и исключения нарушения горизонтальности при подаче воды сверху. Когда уровень воды в фильтре будет выше поверхности верхнего слоя загрузочного материала на 200 – 300 мм, пуск воды снизу прекращают и начинают подавать ее сверху через боковой карман до полного заполнения фильтра. При расчетном уровне фильтрации воды, фильтр оставляют в покое на 20 – 30 минут, после этого его предварительно промывают со сбросом фильтрата в канализацию [1]. По окончании отмывки загрузки фильтр обеззараживают хлорной водой, содержащей 20 – 50 мг/л активного хлора. Фильтр включают в работу после 24-часового контакта и окончательной промывки его чистой водой до получения остаточного хлора в промывочной воде не более 0,3 – 0,5 мг/л. Пуск фильтров в работу производится при скорости фильтрации 2 – 3 м/час с постепенным увеличением до расчетной (в течение не менее 15 минут).

В процессе технологического цикла водоподготовки меняются термодинамические условия (температура, газовый режим, давление). Наблюдается увеличение температуры от 7,8 до 9,8 °С. Идет обогащение кислородом. Eh повышается от –50 до +50, pH изменяется от 8,9 до 7,9. Данные изменения параметров смещают равновесие, и происходит удаление железа с 1,48 до 0,2 – 0,30 мг/дм³, марганца с 0,25 до 0,1 – 0,2 мг/дм³. Изменение химического состава сопровождается вторичным минералообразованием. Формируются осадки на водозаборном оборудовании (рис. 1 а) и фильтровой загрузке (рис. 1 а, б).

По результатам расчета термодинамических равновесий в программном комплексе HydroGeo [2] воды насыщены относительно кальцита, доломита, родохрозита, сидерита, кварца, барита и равновесны с продуктами выветривания первичных алюмосиликатов (каолинитом, иллитом, монтмориллонитами) (табл.).

Таблица

Результаты расчета в программном комплексе HydroGeo

Минерал	Формула	Избыток в растворе, моль/л	Молярная масса г/моль	г/л	в процентах
Кальцит	CaCO ₃	2,4×10 ⁻³	100,09	0,2402	84,2554
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	2,16×10 ⁻⁵	184,37	0,0040	1,3968
Родохрозит	MnCO ₃	1,44×10 ⁻⁴	114,93	0,0165	5,8050
Сидерит	FeCO ₃	2,6×10 ⁻⁵	115,87	0,0030	1,0567
Барит	BaSO ₄	8,2×10 ⁻⁷	229,98	0,0002	0,0661
Иллит(Mg)	Mg ₂ ,75Al ₁ ,5Si ₃ O ₁₀ (OH) ₂	2,2×10 ⁻⁶	385,58	0,0008	0,2975
Каолинит	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	1,7×10 ⁻⁶	258,17	0,0004	0,1539
Монтмориллонит (ca)	Ca _{0,15} Al _{1,9} Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂	1,7×10 ⁻⁶	366,04	0,0006	0,2183
Монтмориллонит (mg)	MgAl ₂ Si ₄ O ₁₁ (OH) ₂	1,7×10 ⁻⁶	363,44	0,0006	0,2167
Кварц	SiO ₂	3,1×10 ⁻⁴	60,09	0,0186	6,5334
Общее содержание				0,2851	100

Основные компоненты (Fe, Mn), на которые ориентирован технологический процесс, удаляются до концентраций, не превышающих нормативных требований. Наблюдается снижение солесодержания.

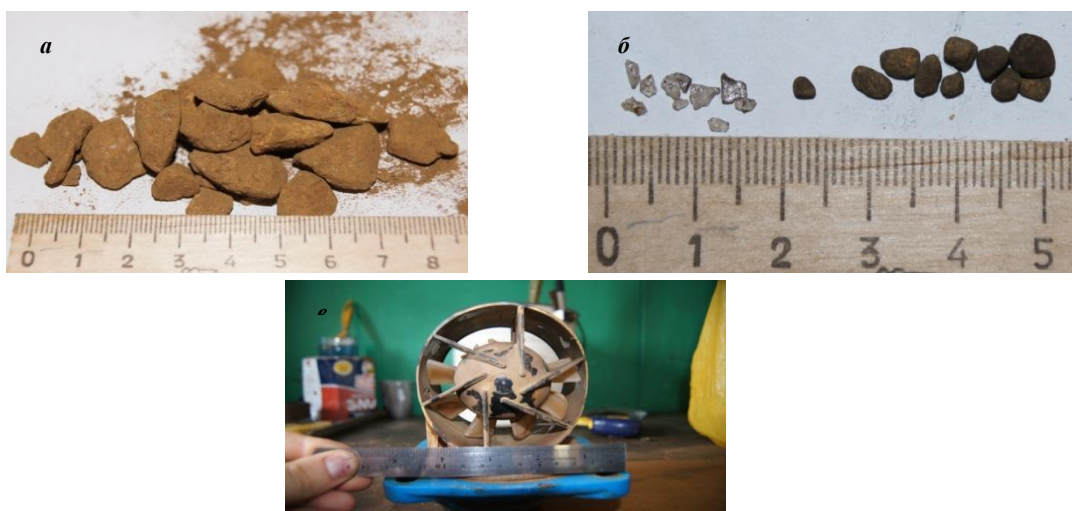


Рис. Вторичное минералообразование на фильтровой загрузке и оборудовании:
а – фильтровая загрузка щебня с вторичным минералообразованием; б – кварцевая загрузка и вторичное минералообразование на ней; в – водомер со сломанными лопастями, на которых проявлено вторичное минералообразование

Литература

1. Эксплуатация систем водоснабжения, канализации и газоснабжения: Справочник / Под ред. В.Д. Дмитриева, Б.Г. Мишукова. – Л.: Стройиздат, 1988. – 383 с.
2. Букаты М.Б. Геоинформационные системы и математическое моделирование. Учеб. пособие. – Томск: ТПУ, 2002. – 75 с.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД ТОРФЯНОЙ ЗАЛЕЖИ БОЛОТА «ТЕМНОЕ» (ТОМСКИЙ РАЙОН)

А.М. Русинова

Научный руководитель ассистент О.С. Наймушина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Район исследования находится в пределах Томской области Российской Федерации, приблизительно в 25 км от г. Северска и 45 км от г. Томска (рис.1). По классификации Б.П. Алисова г. Томск относится к континентальному Западно-Сибирскому климату лесной зоны. Климат умеренно теплый, влажный. Средняя годовая температура воздуха в г. Томске составляет – 0,6 °С [1].

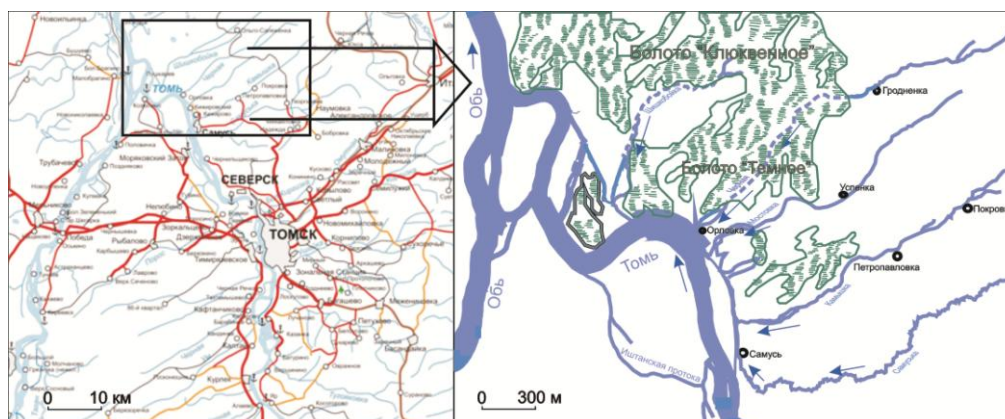


Рис. Расположение района исследования

Интенсивное развитие процесса болотообразования и торфонакопления – специфическая особенность голоценовой истории развития данной территории. Образование болот началось здесь 12000 – 10000 лет назад в

условиях резко континентального климата позднеледниковья. В настоящее время эти процессы продолжают, чему способствуют слабоволнистый (рядовой рельеф), большое количество атмосферных осадков (>500 мм/год), небольшое испарение, неглубокое (4 – 6 м) залегание грунтовых вод, наличие гидравлической связи между болотными и грунтовыми водами [3]. Изучение химического состава вод, развитых на заболоченных территориях, имеет большое значение при понимании процессов формирования болот, так как они влияют на климат, рельеф и окружающую экосистему.

Целью данной работы является исследование болотных вод для определения количественного содержания и особенностей состава макро- и микрокомпонентов. Геохимия болотных вод была изучена на территории озера Мурашка, где расположено преимущественно низинное болото Темное. Для него характерен грунтовый тип заболачивания, который связан с переувлажнением почвы грунтовыми водами. Мощность торфа составляет от 0,5 до 6 м.

Пробы воды отбирались осенью 2012 г. Всего было отобрано 20 проб: из оз. Мурашка и из специально пробуренных для послыного опробования болотных вод скважин. Скважины расположены на расстоянии 30 – 50 см друг от друга на двух участках болота площадью около 2 м² каждый: 5 скважин на западной стороне озера, 5 скважин – на его южной окраине. Характеристика химического анализа болотных вод представлена в табл. 1 и 2.

Параметры быстроменяющихся компонентов (рН, HCO₃⁻, Fe, T, Eh) измерялись непосредственно на точке. Макрокомпонентный анализ вод выполнялся в аккредитованной гидрогеохимической лаборатории Томского политехнического университета.

Исследования химического состава болотных вод показали, что, в целом, все болотные воды на рассматриваемой территории характеризуются как кислые и слабокислые (рН от 3,9 до 5,7), по классификации О.А. Алекина – ультрапресные с общей минерализацией от 15 до 35 мг/л, по химическому составу – в среднем сульфатные кальциевые или натриевые.

Содержания HCO₃⁻ и K⁺ относительно низкие, а концентрации Fe^{общ.}, NH₄⁺ и Si, наоборот, повышены в сравнении с обычными пресными водами [3]. Концентрация NH₄⁺ в болотных водах варьирует в пределах от 5,2 до 15,5 мг/л, среднее значение для исследованных болотных вод составляет 9,2 мг/л, что превышает кларковое значение более чем в 10 раз. Суммарное содержание Fe в болотных водах колеблется от 1,6 до 5,0 мг/л и в среднем составляет 2,7 мг/л. Изменения содержаний главных ионов в разрезе торфяной залежи имеют достаточно сложный характер. Минимальные значения рН в целом приурочены к верхней части. В нижних слоях отмечены сильные колебания минерализации, что предположительно объясняется генетической неоднородностью торфов, и, как следствие, неоднородностью их фильтрационных свойств [2]. Неоднозначное изменение концентраций в вертикальном разрезе также характерно для большинства изученных веществ.

Таблица 1

Химический состав вод торфяной залежи болота «Темное» и оз. Мурашка

Номер пробы	Место отбора	Глубина м	рН	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Об.ж. мг-экв/л	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Fe ^{общ.}	Мин.
				мг/л				мг/л					
Скв. 1	Участок №1	1	3,9	1,5	7,25	2,63	0,28	3,80	1,15	3,36	1,19	2,37	21,53
Скв. 2		2	4,0	1,5	5,33	3,36	0,31	4,25	1,13	4,57	1,10	5,04	25,17
Скв. 3		3	4,5	1,8	7,28	2,76	0,24	3,30	0,85	3,68	1,08	2,40	25,64
Скв. 4		4	4,8	7,3	0	1,68	0,51	7,65	1,60	11,50	4,00	2,16	33,75
Скв. 5		4,3	4,0	<3	7,27	3,97	0,36	4,13	1,38	6,00	1,01	2,69	28,22
Оз. вода	оз. Мурашка	–	5,9	6,1	3,4	1,17	0,17	2,00	0,85	1,46	1,12	0,40	16,83
Скв. 1	Участок №2	2	3,9	1,5	7,02	2,82	0,32	4,51	1,18	6,11	1,48	2,91	28,56
Скв. 2		3	4,0	1,5	8,71	2,75	0,33	4,20	1,41	4,78	1,97	2,64	26,10
Скв. 3		4	5,7	24,7	7,7	3,30	0,43	5,78	1,64	4,58	1,31	2,86	59,92
Скв. 4		5	4,3	3,3	7,77	2,30	0,22	3,10	0,80	4,00	1,17	1,60	25,61
Скв. 5		6	4,4	<3	16,51	3,56	0,20	3,20	0,49	1,25	0,99	3,04	33,80

Таблица 2

Содержание азотистых соединений и тяжелых металлов в водах торфяной залежи болота Темное и оз. Мурашка

Номер пробы	Место отбора	Глубина м	NH ₄ ⁺	NO ₂ ⁻	NO ₃ ⁻	PO ₄ ³⁻	Si	Zn ²⁺	Cd ²⁺	Pb ²⁺	Cu ²⁺	Al ³⁺
			мг/л						мкг/л			
Скв. 1	Участок №1	1	5,17	0,01	1,01	0,13	3,99	54	<0,2	0,48	12,1	0,17
Скв. 2		2	10,32	0,08	1,43	0,98	5,55	33	<0,2	0,46	1,95	0,31
Скв. 3		3	9,40	0,03	1,3	0,24	5,21	29	<0,2	0,85	2,26	0,67
Скв. 4		4	10,90	0,28	1,23	<0,01	6,76	69	<0,2	0,45	2,10	0,38
Скв. 5		4,3	7,27	0,17	1,23	0,75	4,62	129	<0,2	0,67	1,31	0,15
Оз. вода	оз. Мурашка	–	0,73	<0,01	<0,1	0,02	0,26	8	<0,2	0,27	2,1	0,04
Скв. 1	Участок №2	2	10,33	0,02	1,1	2,60	5,41	69	<0,2	4,35	1,57	0,20
Скв. 2		3	7,70	0,03	1,21	0,23	4,40	44	<0,2	1,22	1,66	0,21
Скв. 3		4	15,41	0,14	2,05	16,24	5,10	50	<0,2	4,30	2,10	0,19
Скв. 4		5	7,80	0,07	1,14	0,28	3,87	29	<0,2	2,55	1,26	0,24
Скв. 5		6	7,80	0,01	1,06	0,50	5,46	130	<0,2	3,70	4,00	0,12

Наряду с макрокомпонентами в болотных водах изучались и некоторые микрокомпоненты (табл.2). Как показывают полученные данные, максимальные содержания Zn, Pb и Al связаны либо с болотными водами, в озерной же воде их содержания минимальны. Связано это с тем, что перечисленные металлы активно образуют комплексные соединения с органическим веществом, что определяет большую их возможность концентрироваться в болотных водах [4].

Литература

1. Евсеева Н.С. География Томской области. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. – 222 с.
2. Савичев О.Г., Шмаков А.В. Вертикальная зональность и внутригодовые изменения химического состава вод Тимирязевского болота (Томск, Западная Сибирь) // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 156 – 161.
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия. – М.: Недра, 1978. – 288 с.
4. Шварцев С.Л., Серебренникова О.В., Здвизжов М.А., Савичев О.Г., Наймушина О.С. Геохимия природных вод нижней части бассейна Томи (юг Томской области) // Геохимия. – Москва, 2012. – №4. – С. 403 – 417.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННОГО ПОРТАЛА ПО ДАННЫМ
ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ОЗЕРА БАЙКАЛ**

Е.А. Сень¹, С.А. Шестаков²

Научный руководитель доцент А.В. Паршин¹

¹*Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
г. Иркутск, Россия*

²*Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Экологический мониторинг водных ресурсов озера Байкал является обязательной процедурой государственного уровня. Байкал является уникальной геосистемой и, соответственно, требует своего сохранения в естественном виде согласно Конвенции об охране всемирного культурного и природного наследия ЮНЕСКО и законодательству РФ. При этом производственная, рекреационная и прочая деятельность человека, осуществляемая на Байкальской природной территории, не может быть прекращена [2]. В соответствии с Федеральным законом «Об охране озера Байкал» результаты мониторинга должны быть общедоступны [5].

Работы по мониторингу поверхностного слоя вод озера Байкал возложены на ФГБУ «Востсибрегионводхоз», подведомственное Федеральному агентству «Росводресурсы». В настоящее время имеются данные и материалы о химических характеристиках водной среды, полученные в результате 17 экспедиций на научно-исследовательском судне «Исток» в 2009 – 2012 гг. На данный момент ФГБУ «Востсибрегионводхоз» не имеет инфраструктуры, необходимой для работы с пространственными и атрибутивными геоданными, их хранения и публикации. В связи с этим, обработка и интерпретация данных гидрохимических наблюдений производится в Институте геохимии им А.П. Виноградова СО РАН, в котором в свою очередь на данный момент нет современной инфраструктуры веб-представлений данных. До её формирования, было принято решение о передаче функций представления в Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет. Работы ведутся на основании договора о творческом сотрудничестве, заключенном между организациями [1].

Межведомственная инфраструктура пространственных данных (ИПД) на данный момент включает в себя ФГБУ «Востсибрегионводхоз», ИГХ СО РАН и НИ ИргТУ (два межведомственных перехода), представлена на рис. 1.

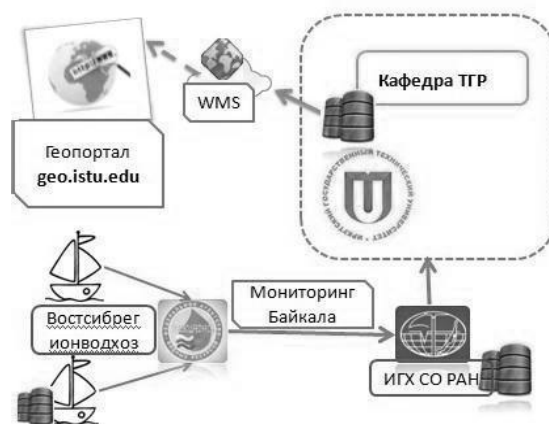


Рис.1 Инфраструктура пространственных данных

В основе ИПД лежит распределенная система пространственных баз данных (БД «Байкал-Аквамониторинг» [3]). БД состоит из трех логических блоков («Импорт», «Обработка», «Представления»). В рамках блока «Импорт», химические и физические параметры водной среды поступают в БД и хранятся там как

таблицы точек пробоотбора, включающие как атрибутивные, так и пространственные характеристики. Данные с автоматизированных измерительных систем хранятся в таблицах, датированных днями пробоотбора. В случае если данные получены в результате многодневной экспедиции, из таблиц дней формируются таблицы экспедиций. Данные, проанализированные в стационарных лабораториях, хранятся в единой на год таблице «ЛАВ». Таким образом, блок «Импорт» обеспечивает импорт и хранение первичных данных исследований и мониторинга. Логический блок «Обработка» включает набор соответствующих таблиц для каждого рейса, содержащих точки пробоотбора из таблиц рейсов, классифицированные в соответствии с классами качества воды региональной системы «Фон-ПДК» [3]. На основе классов атрибутов из таблиц формируются три вида пространственных представлений, оптимизированных для визуального анализа через веб- или гис- интерфейсы: монополя распределения гидрогеохимических параметров (для участков акватории, исследуемых площадной съемкой), точки пробоотбора, осредненные по координатам (1 точка на единицу времени химического анализа атрибута) и профили пробоотбора, представленные в виде классифицированных полилиний.

Целью настоящего исследования являлось проектирование университетской части инфраструктуры пространственных данных и геоинформационного портала об охране водных ресурсов озера Байкал, как средства онлайн-представления результатов государственного мониторинга.

Первой задачей являлась оптимизация структуры БД, затем техническая реализация геопортала для веб-представления. Созданная система хранения данных геопортала представляет собой иерархическую БД (рис. 2)

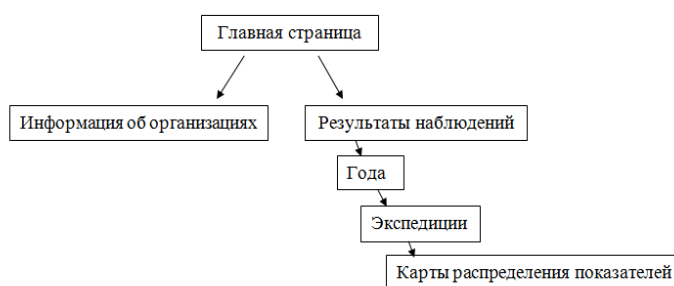


Рис. 2 Структура геопортала

Геопортал системы экологического мониторинга оз. Байкал представляет собой веб-интерфейс для визуального предоставления результатов, включающий аппаратную и программную части, а также пополняемые базы данных на основе показателей химического опробования воды и карт распределения всех показателей по всей прибрежной территории озера.

В программную часть геопортала входят: ГИС-пакеты Quantum GIS, серверы баз данных PostgreSQL с расширением PostGIS, картографические серверы на основе Geoserver. Графический интерфейс геопортала представлен на рис. 3.



Рис.3 Графический интерфейс геопортала

Объекты и возможности интерфейса: масштабирование изображения, подключение дополнительных векторных слоев и растровых подложек, возможность одновременного анализа слоев различных или разновременных показателей, формирование карт, информация об объекте, авторизация пользователей с учетом системы прав доступа. Таким образом, геопортал как интерфейс ИПД, представляет пользователю полноценную информационно-аналитическую среду, не требующую специфического клиентского программного обеспечения.

Литература

1. Аналитический отчет о результатах наблюдений за состоянием водных объектов в зоне деятельности ФГУ «Востсибиррегионводхоз» за 2010 год. – Иркутск: Федеральное агентство водных ресурсов, 2011.
2. Кожова О.М., Бейм А.М. Экологический мониторинг Байкала. – М.: Экология, 1993. – 352 с.

3. Паршин А.В. Геоинформационное обеспечение мониторинга поверхностного слоя вод озера Байкал: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. – Иркутск, 2012 г. – 162 с.
4. Паршин А.В., Шестаков С.А., Чудненко К.В. Информационно-аналитическая ГИС-система гидрогеохимического мониторинга приповерхностного слоя вод озера Байкал (БД «Байкал-аквамониторинг»): Свидетельство о государственной регистрации БД РФ; 2013.
5. Федеральный закон «Об охране озера Байкал» от 01.05.1999г. М94-ФЗ.

РАСТВОРИМЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА В ВОДАХ ТОРФЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ РАЙОНА ОЗ. МУРАШКА (НИЖНЕЕ ТЕЧЕНИЕ РЕКИ ТОМИ)

К.В. Сесь

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природоформирующая роль болотного процесса уже сейчас прослеживается практически во всех компонентах, процессах и явлениях природной среды региона, что определяет актуальность изучения болотных систем исследуемой территории, включая гидрохимические исследования с целью выявления основных особенностей химического состава болотных вод, а также механизмов их формирования [2]. Территория Томской области характеризуется высокой заболоченностью региона [4]. В болотах Томской области сосредоточены значительные запасы водных ресурсов, которые изучаются многими исследователями [1]. Особое внимание уделяется химической составляющей болотных вод, однако в настоящее время недостаточно изучен состав растворенных органических соединений, которые широко распространены в болотных водах.

Целью данной работы является исследование болотных вод района оз. Мурашка для определения количественного содержания и особенностей состава растворенного органического вещества (далее РОВ), выявления специфических классов органических соединений, присущих болотным водам и установления их распределения по глубине.

Геохимия болотных вод была изучена на территории Томского района, где расположено относительно небольшое слабодризируемое олиготрофное болото – Темное (18,9 км²). Мощность торфа меняется от 3 до 6 м. Глубина залегания болотных вод на повышенных участках достигает 0,3 м, на пониженных – болотные воды заливают пространства между кочками или образуют мелкие озера площадью до первых десятков м² [3].

Участок, на котором заложены скважины отбора внутризалежных вод, находится на берегу оз. Мурашка (рис.) и представлен олиготрофной шейхцериево-осоково-сфагновой сплавиной озера. Залежь торфа имеет озерный генезис.

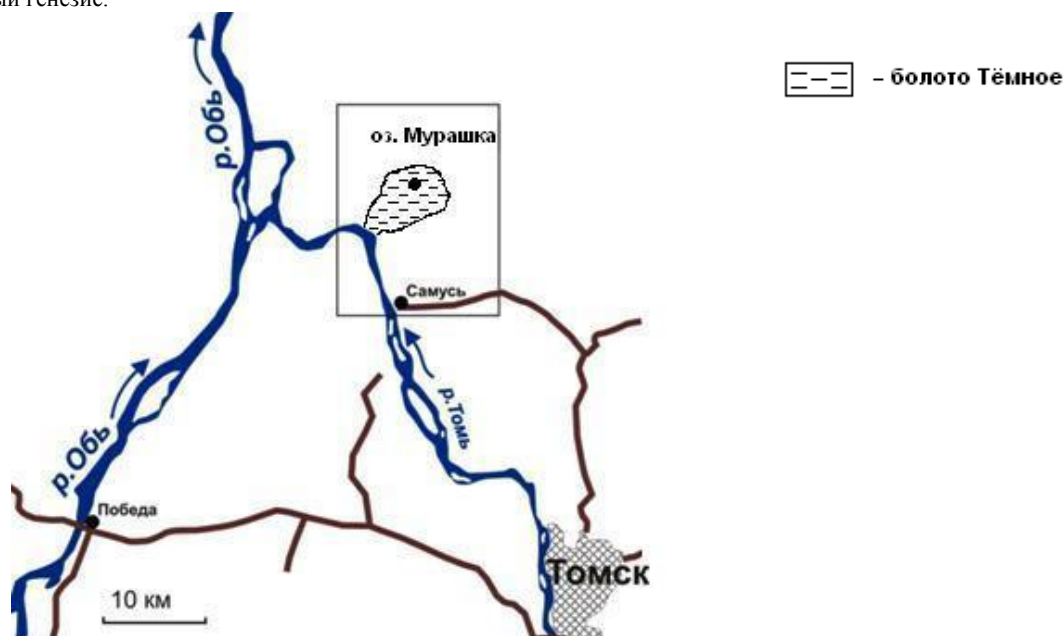


Рис. Схема расположения района оз. Мурашка

Во время полевых работ осенью 2012 г. были отобраны пробы воды из озера и 5 скважин, расположенных на расстоянии 30 – 50 см друг от друга на площади около 2 м². Результаты определения химического состава вод представлены в табл.

Химический анализ вод выполнялся в аккредитованной гидрогеохимической лаборатории Томского политехнического университета методами: потенциометрическим; титриметрическим; атомно-абсорбционным; фотометрическим; полярографическим; инверсионно-вольтамперометрическим; масспектрометрическим; флюорометрическим. Во время полевых работ были выполнены анализы быстро изменяющихся компонентов

(рН, Eh). Часть отобранных проб консервировалась и отправлялась в Институт химии нефти СО РАН для проведения подробного качественного и количественного анализа компонентов РОВ.

Полученные данные показывают (табл.), что все воды являются ультрапресными (общая минерализация варьируется от 17 до 60 мг/л), слабокислыми, реже кислыми (рН составляет 3,9 – 5,9), гидрокарбонатными кальциевыми или кальциево-натриевыми, редко кальциево-магниевыми и натриево-кальциевыми (по С.А. Щукареву). Содержания РОВ в пересчете на $C_{орг}$ колеблются в пределах от 20 до 100 мг/л.

Таблица

Химический состав вод болота Темного и оз. Мурашка

Номер пробы	Место отбора пробы	Глубина отбора	Физико-хим. показатели		Содержание органических веществ					
			рН	Мин.	$C_{орг}$	ФК	ГК	Аква-битумоид	УВ	КОС*
1	Озеро	0,5	5,9	16,8	21,20	20,55	0,27	0,59	38,3	4,3
2	Скв. 1	1	5,7	59,9	77,85	117,88	14,10	1,46	25,2	2,6
3	Скв. 2	1,2	4,3	25,6	72,80	125,82	11,98	1,71	33,7	3,2
4	Скв. 3	1,7	3,9	28,6	94,81	129,24	8,16	6,79	281,7	8,0
5	Скв. 4	3	4,0	26,1	80,29	124,00	10,50	1,16	6,3	8,4
6	Скв. 5	3,55	4,4	33,8	81,14	102,50	12,18	4,62	454,5	3,8

Примечание: Мин.– общая минерализация; $C_{орг}$ – общее содержание органических соединений; Фк – фульвокислоты; Гк – гуминовые кислоты; УВ – углеводороды; КОС – кислородорганические соединения.

Исследованные воды района оз. Мурашка представлены различными группами органических соединений: карбоновыми кислотами, углеводородами, ароматическими соединениями. Гуминовые соединения – основная составляющая РОВ внутризалежных и поверхностных вод. Среди гуминовых соединений резко преобладают фульвокислоты, содержание которых значительно превышает содержание гуминовых кислот в водах болота Темного и достигает почти 130 мг/л. Содержания органического вещества максимальны в болотных водах, а минимальны в озерной воде. Четкой зависимости между показателями рН и $C_{орг}$, не прослеживается. Следовательно, нельзя говорить о том, что воды, более обогащенные органическим веществом, зависят только от показателя кислотности.

Кроме гуминовых веществ в болотных водах было изучено содержание битуминозных компонентов и отдельных групп углеводородов. Углеводороды в водах торфяных болот представлены в основном алканами, концентрация которых в большинстве точек на один-два порядка превышает содержание других типов УВ. На их долю приходится 74 – 86 % всех идентифицированных УВ, они представлены набором гомологов C_{12} – C_{33} . Только в скв. 5 среди n-алканов резко преобладает гомолог C_{17} . Циклогексаны и ароматические УВ находятся в водах в близкой концентрации.

Ароматические УВ представлены моно-, би-, три-, тетра- и пентациклическими структурами. В составе моноаренов идентифицированы ксилолы и C_{10} – C_{29} n-алкилбензолы в болотных водах и C_{14} – C_{36} в воде озера.

Среди КОС в озерной воде и водах торфяной залежи доминируют жирные кислоты состава C_6 – C_{21} с преобладанием пальмитиновой кислоты. Они составляют от 56 (скв. 3) до 96 % (скв. 4) от суммы идентифицированных КОС. Второе место по содержанию в озерной воде занимают метиловые эфиры кислот, а в водах торфяной залежи – алканоны.

Анализ данных по содержанию аквабитумоидов, УВ и КОС на территории озера Мурашка показал, что с увеличением глубины прослеживается не совсем четкая зависимость увеличения содержания УВ, максимальное значение УВ равное 454,5 мг/л наблюдается в 5 скв. Максимальное значение содержания аквабитумоидов наблюдается в скв. 3 на глубине 1,7 м. Следует отметить, что, достигая своего максимального значения на глубине 3 м в скв. 4, содержание КОС резко снижается. При анализе проб, взятых непосредственно из озера, выявлено наименьшее содержание аквабитумоидов, равное 0,59 мг/л, однако содержание остальных компонентов сильно не отличается от пределов значений этих веществ в болотных водах.

Какой-либо связи содержания углеводородов с количеством органических веществ и фульвокислот не прослеживается. Это указывает на разные механизмы или стадии образования в болотных водах гуминовых соединений и углеводородов, источником последних является торфяные залежи.

Подробный химический анализ показал, что в исследуемых водах присутствуют различные группы органических соединений, включая вещества, называемые «нефтепродуктами», которые отражают природу битуминозных компонентов болотных вод. Среди гуминовых соединений преобладают фульвокислоты, содержание гуминовых кислот сравнительно ниже. Воды богаты растворенным органическим веществом, суммарное содержание которого значительно превышает сумму минеральных солей. Следовательно, такие воды можно назвать органогенными [3].

Литература

1. Инишева Л.И. Условия формирования и геохимия болотных вод // Болота и биосфера: Материалы II научной школы. – Томск: ТГПУ, 2003. – С. 38 – 49.
2. Савичев О.Г. Химический состав болотных вод на территории Томской области (Западная Сибирь) и их взаимодействие с минеральными и органогенными соединениями // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2009. – Т. 314. – № 1. – С. 72 – 77.

3. Шварцев С.Л., Серебренникова О.В., Здвижков М.А., Савичев О.Г., Наймушина О.С. Геохимия природных вод нижней части бассейна Томи (юг Томской области) // Геохимия. – Москва, 2012. – №4. – С. 403 – 417.
4. Шварцев С.Л., Рассказов Н.М., Сидоренко Т.Н., Здвижков М.А. Геохимия природных вод района Большого Васюганского болота // Большое Васюганское болото. Современное состояние и процессы развития. – Томск: Ин-т оптики атмосферы СО РАН, 2002. – С. 139 – 149.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ РАССОЛОВ ПОДСОЛЕВОЙ ФОРМАЦИИ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ТУНГУССКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА

Е.С. Сидкина

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Тунгусский артезианский бассейн и, в частности, его западная часть содержит уникальные по степени минерализации, разнообразию химических типов и исключительно высокой обогащенности микрокомпонентами рассолы. Своими особенностями они привлекают внимание многих ученых, среди которых М.Г. Валяшко, И.К. Зайцев, Е.А. Басков, Е.В. Пиннекер, В.И. Вожов, С.Л. Шварцев, М.Б. Букаты и многие другие [1 – 8].

В подсолевой формации западной и южной частей Тунгусского артезианского бассейна заключены залежи углеводородов. В настоящее время на этой территории ведутся поисково-разведочные работы на нефть и газ, что привлекает внимание к вопросам изучения химического состава рассолов, залегающих в нефтегазоносных комплексах. Согласно гидрогеологической стратификации, предложенной М.Б. Букаты [2 – 3], подсолевая формация включает в себя карбонатный, терригенно-сульфатно-карбонатный, терригенный и рифейский комплексы.

Минерализации рассолов подсолевой формации в среднем составляет 220 – 280 г/дм³, последовательно уменьшаясь с глубиной от карбонатного к рифейскому комплексу по мере удаления от соленосных залежей. Установлены закономерности изменения минерализации по площади: снижение солёности на Байкинской антеклизе и увеличение на северо-западе (Турухано-Норильский мегавал и Бахтинско-Кондроминский выступ) и востоке территории (Курейская синеклиза). Преобладающими химическими типами рассолов здесь являются хлоридный натриево-кальциевый и кальциево-натриевый. Встречаются так же хлоридные кальциевые, натриевые, кальциево-магниевые и натриево-магниевые, реже магниевые-кальциевые и магниевые-натриевые рассолы (рис. 1). Высокое содержание магния объясняется изначально преобладанием Mg²⁺ над Ca²⁺ в захороняемых водах, а так же взаимодействием с магматическими породами, в частности магнийсодержащими силикатами [5].

Анионный состав рассолов подсолевой формации весьма однообразен. Процентное содержание хлора – 99,1 – 99,7 %-экв. Сульфаты (0,1 – 0,7 %-экв) и гидрокарбонаты (0,1 – 0,3 %-экв) практически отсутствуют. Состав катионов более разнообразен (рис. 2).

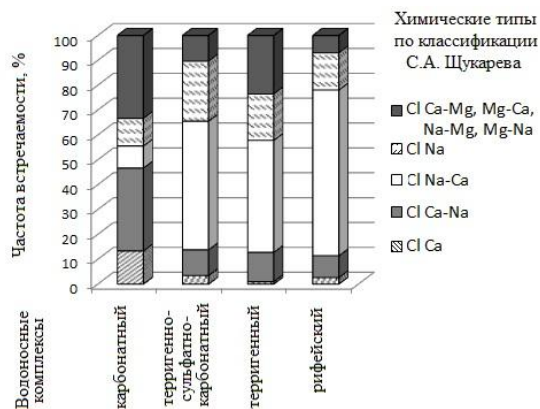


Рис.1 Химические типы рассолов подсолевой формации

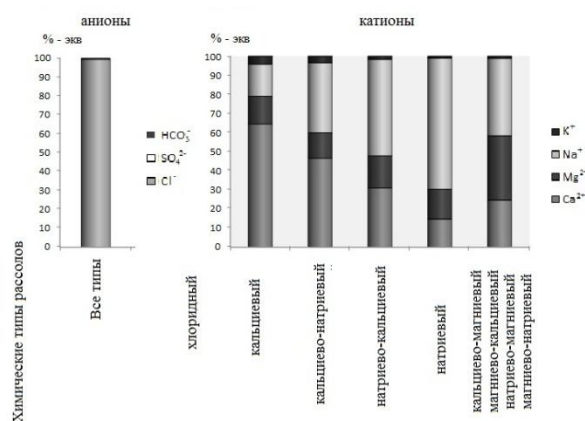


Рис.2 Ионно-солевой состав рассолов подсолевой гидрогеологической формации

Химический состав рассолов подсолевой формации приведен в таблице. Здесь преобладают крепкие (150 – 320 г/дм³) и весьма крепкие (320 – 500 г/дм³) рассолы (по классификации Е.В. Пиннекера). По величине рН преобладают кислые и слабокислые рассолы, реже встречаются нейтральные, слабощелочные.

Минерализация рассолов карбонатного комплекса меняется в незначительных пределах. В среднем она составляет 273,1 г/дм³, достигая в редких случаях своего минимума (166,3 г/дм³) и максимума (383 г/дм³). По величине рН рассолы чаще всего кислые (рН 2,3 – 5,0), реже нейтральные (рН 6,0 – 7,1).

Рассолы терригенно-сульфатно-карбонатного комплекса обладают минерализацией от 185,5 до 301,6 г/дм³, в среднем составляя 239,5 г/дм³. Изученность этого комплекса неоднородна. Пробы на химический анализ были отобраны на Огневской, Оморинской, Тайгинской и Юрубченской площадях. По величине рН большая часть изученных проб рассолов относится к слабокислым, встречаются кислые и нейтральные рассолы (рН 3,6 – 7,5).

Таблица

Химический состав рассолов подсолевой гидрогеологической формации, г/дм³ [1 – 8]

Компонент	Водоносный комплекс			
	Карбонатный	Терригенно-сульфатно-карбонатный	Терригенный	Рифейский
M	<u>166,3 – 383,0</u> 273,1	<u>185,5 – 301,6</u> 239,5	<u>134,6 – 431,7</u> 254,9	<u>111,9 – 412,6</u> 223,5
pH	<u>2,3 – 8,1</u> 6,0	<u>3,6 – 7,5</u> 5,2	<u>2,3 – 8,7</u> 5,4	<u>3,1 – 8,3</u> 5,6
Cl ⁻	<u>100,8 – 242,7</u> 172,2	<u>116,1 – 183,8</u> 151,3	<u>83,4 – 274,3</u> 160,4	<u>65,3 – 266,7</u> 140,0
SO ₄ ²⁻	<u>0,1 – 1,8</u> 0,7	<u>0,4 – 2,6</u> 0,9	<u>0,1 – 2,8</u> 1,1	<u>0 – 3,4</u> 0,5
HCO ₃ ⁻	<u>0 – 2,1</u> 0,4	<u>0 – 1,0</u> 0,2	<u>0 – 0,9</u> 0,2	<u>0 – 0,9</u> 0,2
Ca ²⁺	<u>11,5 – 83,6</u> 37,2	<u>11,2 – 43,4</u> 21,8	<u>3,8 – 65,1</u> 20,8	<u>2,8 – 118,0</u> 28,0
Mg ²⁺	<u>0,7 – 25,2</u> 10,6	<u>3,2 – 24,6</u> 11,0	<u>1,2 – 35,3</u> 11,8	<u>0,6 – 26,6</u> 7,2
Na ⁺	<u>7,4 – 100,8</u> 44,8	<u>7,9 – 100,0</u> 52,5	<u>18,2 – 127,3</u> 57,7	<u>2,3 – 74,9</u> 44,2
K ⁺	<u>1,4 – 22,1</u> 12,2	<u>1,0 – 5,25</u> 2,4	<u>0,5 – 10,3</u> 2,8	<u>0,2 – 7,9</u> 3,6
Количество анализов	42	26	137	100
Преобладающие типы вод по классификации С.А. Шукарева	Cl–Ca–Na Cl–Ca–Mg Cl–Na–Mg	Cl–Na–Ca	Cl–Na–Ca Cl–Ca–Na	Cl–Na–Ca

Примечание: в числителе – пределы значений, в знаменателе – средние арифметические

Изученность *терригенного комплекса* весьма неравномерна. Большинство опробованных скважин располагаются густой сетью на территории Катангской седловины (площади Собинская, Ванаварская, Желиндуковская, Пайгинская, Петимовская, Чамбинская, Копоктинская, Елохтинская), где находятся месторождения нефти и газа. Здесь преобладают воды с минерализацией до 300 г/дм³ хлоридного натриевого, натриево-магниевого и натриево-кальциевого типов. На Собинской площади среди хлоридных натриевых рассолов встречаются воды с высокими хлор-бромным и натрий-хлорным коэффициентами. Здесь преобладают кислые и слабокислые рассолы с pH 4,0 – 6,0. Наиболее низкие минерализации (менее 210 г/дм³) установлены в терригенном комплексе на территории Байкитской антеклизы (Оморинская площадь). Некоторый рост солености наблюдается на северо-западе изучаемого района (на Сухотунгусской площади минерализация рассолов более 300 г/дм³, преобладает хлоридный кальциево-натриевый тип), но в виду низкой гидрогеологической изученности этой части территории делать выводы о причинах возникновения такого распределения минерализации на данный момент невозможно. Здесь рассолы слабокислые с величиной pH 5,5 – 6,0.

Средняя минерализация *рифейского комплекса* составляет 223,5 г/дм³. Здесь наибольшей степенью изученности отличается территория Байкитской антеклизы (Юрубченская, Куюмбинская, Терская, Оскобинская, Манкурская площади), где ведутся поисково-разведочные работы на нефть и газ. Минерализация здесь варьирует от 180 до 250 г/дм³, в редких случаях снижаясь до 130 – 150 г/дм³. По величине pH рассолы чаще всего кислые или слабокислые, реже встречаются нейтральные и слабощелочные (pH 3,1 – 8,2). На северо-западе территории, где минерализация достигает 290 г/дм³ и более, рассолы слабокислые, при минерализации 160 г/дм³ околонеутральные (pH 5,6 – 6,7). На территории Катангской седловины, рассолы околонеутральные и слабощелочные (pH 6,5 – 7,7) с минерализацией 270 – 330 г/дм³. Преобладающим химическим типом по всему комплексу и, в частности, на территории Байкитской антеклизы является хлоридный натриево-кальциевый. В редких случаях встречаются рассолы хлоридного натриевого, натриево-магниевого, кальциево-натриевого и кальциевого составов.

Проведенный анализ показал, что слабые рассолы (по классификации Е.В. Пиннекера) чаще всего бывают хлоридными натриевыми, реже натриево-кальциевыми. Среди крепких рассолов преобладают хлоридные натриево-кальциевые и кальциево-натриевые. Весьма крепкие рассолы, как правило, относятся к кальциево-натриевым и кальциевым. Предельно насыщенные рассолы обычно имеют хлоридный кальциевый состав.

Рассолы подсолевой формации на данный момент являются слабоизученными. Поэтому в ближайшее время они должны стать объектом исследования в ходе поисково-разведочных работ, проводимых на изучаемой территории.

Литература

1. Басков Е.А. Главные черты распространения и формирования основных типов подземных рассолов Сибирской платформы // Труды ВСЕГЕИ. – М., 1976. – Т. 246. – С. 61 – 75.
2. Букаты М.Б. Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы: Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. – Томск, 1999. – 42 с.
3. Букаты М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2009. – №11. – С. 1201 – 1217.
4. Валяшко М.Г. Геохимические закономерности формирования месторождений калийных солей. – М.: МГУ, 1962. – 397 с.
5. Вожов В.И. Подземные воды Тунгусского бассейна. – М.: Недра, 1977. – 104 с.
6. Зайцев И.К., Басков Е.А. Подземные рассолы и некоторые полезные ископаемые Сибирской платформы // Материалы ВСЕГЕИ. – М., 1961. – Вып. 46. – С. 5 – 45.
7. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. – М.: Наука, 1966. – 332 с.
8. Шварцев С.Л. Химический состав и изотопы стронция рассолов Тунгусского бассейна в связи с проблемой их формирования // Геохимия. – Москва, 2000. – №11. – С.1170 – 1184.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА АВ₆ СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М.В. Скородулина

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидрогеологические условия играют важную роль в процессе формирования, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ), так как перечисленные процессы проходят в природных водных средах. При взаимодействии водных растворов с рассеянным органическим веществом происходит не только генерация углеводородов, но и обогащение воды продуктами органического происхождения. Следовательно, изучение закономерных изменений химического состава подземных вод и образующихся гидрогеохимических зональностей является неотъемлемой частью нефтегазовых геохимических исследований, как отдельных продуктивных пластов, так и в целом для нефтяных месторождений.

Советское нефтяное месторождение, процессы освоения и активной разработки которого начались с 1966 г., в административном отношении находится на границе Томской и Тюменской областей. По запасам углеводородов месторождение является крупным, промышленная нефтеносность связана с отложениями (снизу-вверх): коры выветривания (пласт М), юрского (пласты ЮВ₁⁰, ЮВ₂) и мелового (пласты БВ₈, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₀₋₁, АВ₈¹, АВ₈⁰, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃, АВ₂ и АВ₁) возрастов [1, 2].

В гидрогеологическом разрезе Советского нефтяного месторождения выделяется восемь гидрогеологических комплексов, среди которых проследживается нормальная гидрогеохимическая зональность, то есть с увеличением глубины увеличивается значение величины общей минерализации и содержание основных макрокомпонентов подземных вод [1]. Закономерная изменчивость химического состава подземных вод обусловлена взаимодействием системы вода-порода-органическое вещество в различных условиях залегания. В отношении гидродинамического режима основные водоносные комплексы месторождения характеризуются высокой степенью закрытости и застойным режимом.

В процессе разработки Советского месторождения в середине вартовской свиты был обнаружен продуктивный пласт АВ₆, представленный выдержанными по мощности и проницаемости песчаниками, коэффициент песчаности – 0,64, коэффициент расчлененности – 6,7. Пласт содержит две массивные залежи нефти, которые контролируются структурным планом и ограничены поверхностью водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 1).

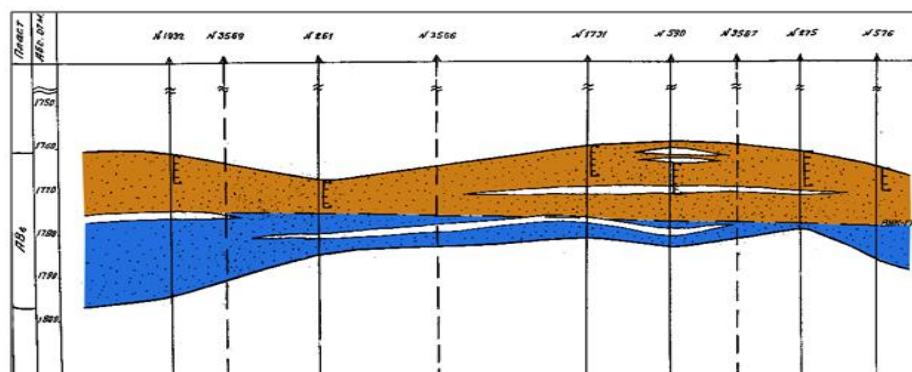


Рис.1 Геологический профиль пласта АВ₆ Советского нефтяного месторождения

Пласт AB_6 литологически выдержан и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, мелко- и крупнозернистые, плотные, крепкие с массивной текстурой. Алевролиты серые, плотные, крепкие, слоистые, слабо известковистые. Глины темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, средней крепости с зеркалами скольжения. Породы пласта AB_6 являются полупроницаемыми (коэффициент проницаемости – $785,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), открытая пористость равна 26 %. Средняя глубина залегания пласта составляет 1820 м.

Залежь нефти объекта AB_6 разрабатывается с 1971 г. Освоение системы поддержания пластового давления (ППД) начато в 1978 г. На начальном этапе по рекомендации кафедры ГИГЭ, в частности А.Д. Назарова, для целей ППД использовались близкие по химическому составу воды сеноманского апт-альб-сеноманского комплекса [3]. Однако, уже длительное время производится закачка подтоварных вод в связи с увеличением обводненности продукции скважин и необходимостью их утилизации.

Начальный состав подземных вод пласта AB_6 в период начала разработки месторождения являлся близким к современному: воды крепкосолёные (23,9 г/л) слабощелочные (рН = 7,4) хлоридные натриевые. Однако концентрации некоторых ионов в подземных водах имеют заметные изменения.

По графику изменчивости величины общей минерализации подземных вод пласта AB_6 в скважине № 293 в период с 1976 по 1998 гг. (период отбора проб, по которым проводился анализ в данной работе) видно, что величина общей минерализации на протяжении всего периода меняется в пределах 20 – 35 г/л: максимальное значение отмечается в 1983 г. (32,6 г/л), минимальное – в 1994 г. (20,3 г/л), изменения концентраций натрия и хлора совпадает с изменением минерализации (рис. 2).

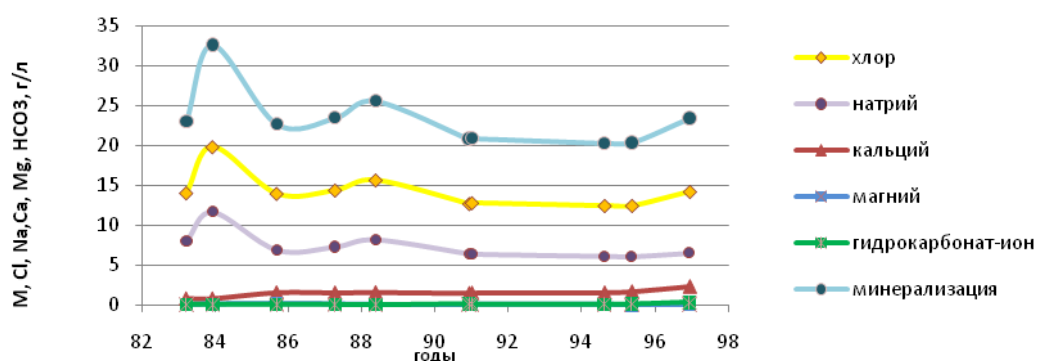


Рис.2 Графики изменений величины общей минерализации и концентраций макрокомпонентов в подземных водах пласта AB_6 в скважине № 293 (Советское нефтяное месторождение)

Для сравнения существующей геохимической обстановки пласта AB_6 с обстановкой, которая наблюдалась в период 1976 – 1998 гг., рассмотрим табл., в которой представлены средние значения гидрогеохимических показателей и ионно-солевого состава вод пласта AB_6 . Анализируя данные табл., можно сделать вывод о том, что за 30 лет разработки пласта AB_6 состав подземных вод претерпел изменения ионно-солевого состава: отмечается увеличение концентраций Mg, Br, I и уменьшение Na, Ca, HCO_3 , Cl. Данные изменения связаны с происходящими процессами в пласте и закачиванием воды с целью поддержания пластового давления.

Для выяснения причин изменения химического состава подземных вод пласта AB_6 необходимо проведение ежеквартальных химических анализов пластовых вод и ежедневного контроля качества закачиваемой воды.

Таблица

Средние значения гидрогеохимических показателей и ионно-солевого состава подземных вод продуктивного пласта AB_6 Советского нефтяного месторождения

Компонент	1976 – 1998 гг.	2007 г.
рН	7,4	7,5
Минерализация, г/л	23,93	21,51
Na, г/л	7,1	6,7
Ca, г/л	1,52	1,4
Mg, г/л	0,09	0,097
HCO_3 , г/л	0,13	0,11
Cl, г/л	13,85	13,2
Br, мг/л	55,58	65
I, мг/л	19,1	20
Si, мг/л	12,6	Не определен
Fe, мг/л	1	Не определен

Согласно диаграммным методам исследования химического состава подземных вод, привлечению статистических расчётов, построению графических зависимостей и изучению особенностей геологического строения, нефтегазоносности пласта АВ₆ Советского нефтяного месторождения выявлены следующие особенности состава подземных вод исследуемого пласта:

- 1) С глубиной увеличивается время нахождения воды в горных породах, что приводит к увеличению солёности как инфильтрационных, так и седиментационных вод;
- 2) Готерив-барремский водоносный комплекс, к которому приурочен пласт АВ₆, представляет собой закрытую водоносную систему, о чем свидетельствуют высокие значения величины общей минерализации, распространённость хлоридно-натриевых вод;
- 3) На протяжении всего периода эксплуатации пласта АВ₆ наблюдается незначительные изменения подземных вод по химическому составу, что говорит о правильности технической и технологической схемы разработки пласта АВ₆.

Литература

1. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
2. Нестеров И.И., Салманов Ф. К., Шпильман К. А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. – М.: Недра, 1971. – 464 с.
3. Отраслевой стандарт ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И АНТРОПОГЕННАЯ НАГРУЗКА НА ТЕРРИТОРИЮ И ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.Ю. Смирнова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно физико-географическому районированию район изысканий находится в пределах страны Западная Сибирь, представляющей собой одну из крупнейших аккумулятивных низменных равнин земного шара. Геологической основой ее служит эпигерцинская плита, фундамент которой сложен дислоцированными палеозойскими отложениями, покрытыми мощным чехлом рыхлых мезозойских осадков, с которыми связаны месторождения нефти и газа.

В гидрологическом отношении рассматриваемая территория расположена на водораздельном пространстве рек Колга и Квензер.

По классификации В.Т. Трофимова рассматриваемая территория относится к Васюганской возвышенности. Рельеф района исследований представляет собой плоскую, в значительной степени заболоченную поверхность с незначительными уклонами.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с верхне-юрскими отложениями васюганской свиты – пласты Ю₁. Пласт характеризуется резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью.

По гидрогеологическому районированию исследуемая территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, сложенному мощной толщей мезо-кайнозойских отложений. Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия проектируемых сооружений. Гидрогеологические условия изучаемой территории характеризуются наличием болотных вод. Питание болотных вод происходит за счёт инфильтрации атмосферных осадков. Воды безнапорные, минерализация болотных вод изменяется от 0,25 до 0,26 г/л.

Воздействие на недра заключается, прежде всего, в изъятии из них природных ресурсов нефти, газа и подземных вод, а также в закачке в поглощающий водоносный горизонт очищенных сточных вод.

К постоянным факторам воздействия на недра следует отнести сам процесс добычи нефти, химические реагенты, используемые для обработки призабойной зоны и восстановления приемистости скважины. Загрязнение грунтов и подземных горизонтов углеводородами и рассолами за счет утечек из фланцевых соединений и аварийных проливов, а также технологические продукты и отходы производства бурения.

Основными техногенными геологическими процессами являются: механическая суффозия, изменение температурного режима грунтов, изменяются их свойства, глубина сезонного протаивания и промерзания, интенсификация протекания природных физико-химических процессов. Основными видами изменения инженерно-геологических условий являются: развитие локальных приповерхностных инженерно-геологических процессов и трансформация естественного природного ландшафта в антропогенный, в первую очередь на участках расположения нефтепромысловых объектов.

Основными видами изменения гидрогеологических условий являются нарушения гидродинамического, гидрохимического, гидробиологического, теплового равновесия подземных вод.

Мероприятия по минимизации воздействия на недра

Охрана недр при освоении объекта разработки предусмотрена комплексом проектных решений и мероприятий, направленных на минимизацию техногенного воздействия на состояние недр и подземных вод.

Рекомендуются следующие мероприятия:

- выбирать режим промывки скважины и технологические параметры буровых растворов (реология, плотность и водоотдача), обеспечивающие предотвращение поглощения промывочной жидкости и ее фильтрации, выброс раствора или пластового флюида;
- строго соблюдать технологические регламенты на промывку и буровые растворы в течение всего цикла бурения;
- выбирать конструкции скважин, обеспечивающие изоляцию потенциально опасных горизонтов от загрязнения;
- использовать для обработки буровых растворов нетоксичные активно биodeградируемые химреагенты;
- применять многоступенчатую систему очистки буровых растворов, обеспечивающую снижение объемов их наработки;
- повторно использовать максимально возможное количество наработанных растворов в технологическом цикле бурения;
- организовать рациональную систему водопотребления и водоотведения буровой;
- максимально вовлекать в оборотное водоснабжение буровые сточные воды для технологических нужд буровой;
- ликвидировать последствия загрязнения объектов природной среды;

Для обеспечения чистоты водоносных подземных горизонтов при эксплуатации месторождения рекомендуется предусмотреть:

- зону санитарной охраны вокруг водозаборных скважин;
- очистку производственно-дождевых стоков и пластовой воды перед закачкой в систему заводнения;
- очистку хозяйственно-бытовых стоков с технологических площадок и их обеззараживание перед закачкой в систему заводнения;
- контроль за качеством воды, закачиваемой в пласт, согласно требованиям нормативных документов.

Основным требованием к эксплуатации остается профилактический контроль за состоянием скважин и их устьевого оборудования.

Нижнелугинецкое месторождение является потенциальным источником загрязнения, но в настоящее время не представляет угрозы загрязнения окружающей среды, так как на данный период времени уровень техногенных нагрузок незначительный.

Контроль должен проводиться на всех стадиях создания и функционирования предприятия, включая бурение, строительство, добычу, эксплуатацию объектов нефтегазодобычи, что даст возможность надежно контролировать, прогнозировать и своевременно устранять все негативные последствия эксплуатации месторождения.

К источникам антропогенного воздействия, связанным непосредственно с добычей нефти Нижнелугинецкого месторождения, относятся добывающие скважины, технологические площадки скважин, земляные шламовые амбары при бурении, капитальном и текущем ремонте скважин, участки рекультивации земель. Эти объекты являются потенциальными источниками загрязнения геологической среды. Они оказывают влияние, прежде всего на продуктивные и вышележащие водоносные горизонты, в том числе пресных подземных вод, при нарушении эксплуатационных колонн скважин и возникновения заколонных перетоков.

Литература

1. Вялов В.А. Проект обустройства Нижнелугинецкого месторождения. – Томск: ТОМСКНЕФТЕПРОЕКТ, 2011.
2. Черненко А.С. Проект пробной эксплуатации Нижнелугинецкого месторождения. – Томск: ТОМСКНЕФТЕПРОЕКТ, 2008.
3. СНиП 2.03.11–85. Защита строительных конструкций от коррозии.
4. ПУЭ–7. Правила устройства электроустановок.
5. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07–85.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ ВОД РАЙОНА ОЗЕРА ПОЯНХУ (КИТАЙ)

Е.А. Солдатова, Н.В. Гусева, О.С. Наймушина

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пресное озеро Поянху является одним из самых крупных в Китае. Водоем является как средой обитания редких видов животных, так и важной частью хозяйственной жизни провинции Цзянси, где он расположен, и в связи с этим испытывает значительное антропогенное воздействие. Серьезные проблемы связаны с деградацией почв, изменением видового разнообразия, эпидемиологической ситуацией в регионе, а также с ухудшением качества воды. В данном исследовании был изучен химический состав природных вод в районе исследований, большее внимание при этом было уделено изучению подземных вод, как наименее изученной, но при этом одной из важнейших составляющих, природной экосистемы.

Отбор проб воды в районе озера Поянху (Китай) произведен в январе 2013 г. В ходе опробования было отобрано 11 образцов, девять из которых представляют подземные воды, два – поверхностные (р. Гань, р. Ксию). Расположение точек опробования показано на рисунке. Изучение химического состава выполнено с использованием различных методов анализа – титриметрии (CO_2 , CO_3^{2-} , HCO_3^- , перманганатная окисляемость), потенциометрии (рН), фотометрии ($\text{Fe}_{\text{общ}}$, Si), ионной хроматографии (SO_4^{2-} , Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , NH_4^+ , NO_2^-).

NO_3^- , PO_4^{3-} , F, Br, Li), инверсионной вольтамперометрии (Zn, Pb, Cu) и методом высокотемпературного каталитического окисления ($\text{C}_{\text{орг}}$, $\text{C}_{\text{неорг}}$, $\text{N}_{\text{общ}}$) в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии научно-образовательного центра «Вода» Института природных ресурсов Томского политехнического университета.

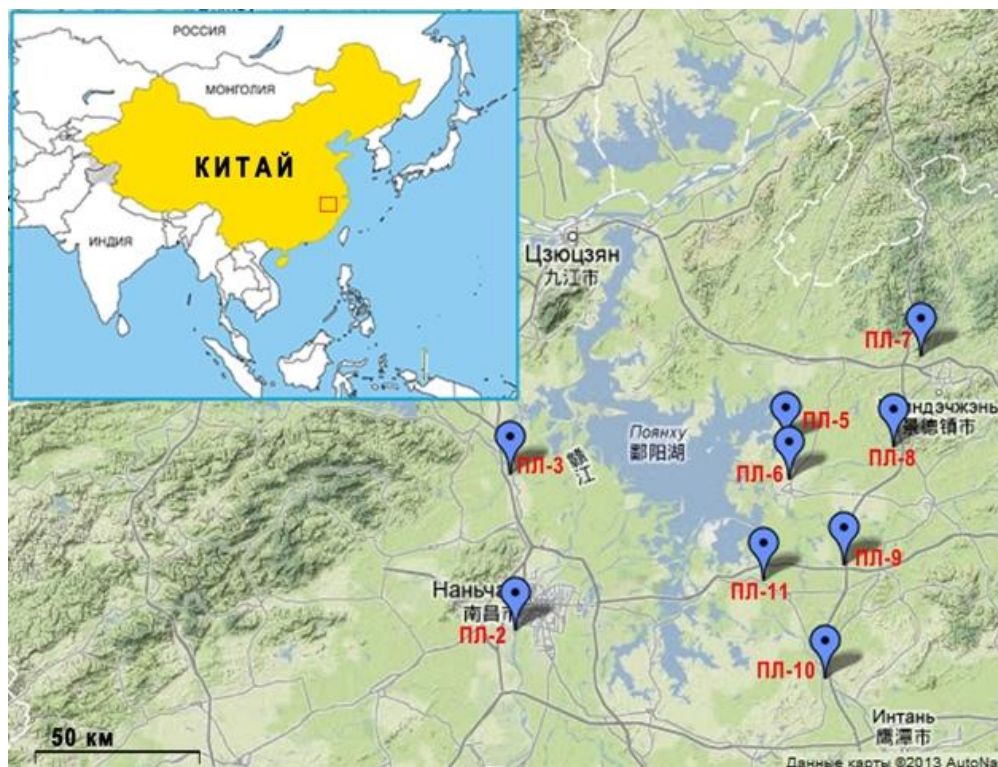


Рис. Карта-схема расположения точек опробования

Результаты исследований общего химического состава приведены в таблице. Подземные воды района озера Поянху являются ультрапресными (200 мг/л) и умеренно пресными (200 – 500 мг/л), за исключением пробы ПЛ-4, где минерализация достигает 763,9 мг/л, что соответствует собственно пресным водам по классификации С.Л. Шварцева [2]. Среднее значение рН для вод района исследований составляет 6,17, что соответствует слабокислой среде. При этом стоит отметить, что значения рН изменяются в довольно широких пределах – от 4,83 до 7,18 (табл.), т.е. среда изменяется от кислой до нейтральной. По общей жесткости воды являются очень мягкими (до 1,5 мг-экв/л) и мягкими (1,5 – 3,0 мг-экв/л), однако пробы ПЛ-9 и ПЛ-4 показывают более высокие значения общей жесткости – 3,45 и 8,29 мг-экв/л соответственно (умеренно жесткие и жесткие согласно классификации вод для водоподготовки). Перманганатная окисляемость имеет довольно низкие значения до 1,4 мг O_2 /дм 3 , как и концентрация $\text{C}_{\text{орг}}$, что, вероятно, обусловлено слабой вегетацией и низкой сельскохозяйственной активностью в зимний период.

Исследуемые воды отличаются разнообразием химического состава, однако среди катионов преобладающим является кальций, а среди анионов – гидрокарбонат-ион. При этом следует подчеркнуть, что в некоторых точках опробования отмечаются повышенные концентрации иона хлора и нитрат-иона, которые являются доминирующими в пробах ПЛ-5, ПЛ-6, ПЛ-7, ПЛ-10. Наличие на территории исследований подобных нитратных, хлоридно-нитратных и нитратно-хлоридных вод (содержание соответствующих анионов в воде > 25 %-экв, по аналогии с классификацией С.А. Щукарева), вероятно, обусловлено антропогенным воздействием на среду.

В заключение следует отметить, что средние концентрации и значения для большинства химических элементов и показателей, рассчитанные как средние арифметические, находятся на уровне (рН, Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Si, F $^-$, Li, Zn минерализация) или ниже (HCO_3^- , NO_2^- , PO_4^{3-} , $\text{Fe}_{\text{общ}}$, CO_2 , $\text{C}_{\text{орг}}$, Pb, Cu) средних значений для грунтовых вод провинции субтропического и тропического климата по данным С.Л. Шварцева [1]. Повышенные концентрации относительно средних для вод провинции субтропического и тропического климата обнаруживают лишь SO_4^{2-} , Cl, NO_3^- , Na $^+$, NH $_4^+$. Наиболее значительные превышения кларка отмечаются для NO_3^- (в 18,9 раз) и NH $_4^+$ (в 4,7 раз).

Таблица

Химический состав природных вод района озера Поянху, Китай

Компонент	Единицы измерения	Содержание			
		Среднее	Минимальное	Максимальное	Среднее для грунтовых вод провинции субтропического и тропического климата [1]
pH	Ед. pH	6,17	4,83	7,18	6,4
HCO ₃ ⁻	мг/дм ³	69,19	2,44	323	109
SO ₄ ²⁻		19,1	0,16	111	7,10
Cl ⁻		21,96	1,49	67,75	7,35
NO ₂ ⁻		0,03	<0,01	0,055	0,07
NO ₃ ⁻		28,79	0,31	86,10	1,52
PO ₄ ³⁻		0,07	<0,01	0,24	0,22
Ca ²⁺		22,77	1,90	75,44	16,6
Mg ²⁺		10,04	0,85	55,15	8,07
Na ⁺		15,9	1,37	58,3	10,9
K ⁺		3,03	0,39	7,08	2,25
NH ₄ ⁺		0,42	0,02	2,15	0,09
Si		6,98	3,97	12,88	6,36
Br		0,02	0,007	0,04	-
F ⁻		0,21	0,08	0,36	0,22
Fe _{общ}		0,07	0,02	0,24	0,25
CO ₂		17,4	5,28	52,8	63,1
C _{орг}		2,09	1,01	3,15	6,62
C _{неорг}		13,25	0,31	60,59	-
N _{общ}		8,19	0,51	25,22	-
Минерализация		190,8	16,22	763,9	185
Общая жесткость	мг-экв/л	1,96	0,16	8,29	-
Перманганатная окисляемость	мгО ₂ /дм ³	0,65	0,12	1,40	-
Li	мкг/дм ³	2,9	0,2	9,0	2,22
Zn		31,7	1,2	110	37,6
Pb		0,45	0,1	1,5	2,05
Cu		1,7	0,48	3,7	4,63

Литература

1. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза: 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
2. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1996. – 423 с.

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД В ЗОНАХ ВЛИЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ВОСТОЧНОМ ПОБЕРЕЖЬЕ О.САХАЛИН

С.Ю. Сохарева

Научный руководитель доцент В.В. Янковский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Пересечение рек нефте- и газопроводами является серьезной проблемой при эксплуатации нефтяных месторождений. Большинство экспертов считают, что они наносят рекам огромный ущерб, а аварийные разливы нефти могут привести к серьезным экологическим проблемам. Поэтому в данной работе хотелось бы рассказать об опыте работы в области гидрологического мониторинга и контроля качества поверхностных вод на примере компании, осуществляющей свою деятельность на шельфе о.Сахалин.

Даная компания действует на основе Соглашения о разделе продукции (подробнее об этом было рассказано в предыдущей статье), поэтому государство особенно тщательно следит за деятельностью компании в области охраны окружающей среды.

Реки для мониторинга выбирались по результатам предыдущих исследований, и которые были рекомендованы для последующего мониторинга на этапе ввода трубопроводной системы в эксплуатацию и последующей эксплуатации [1].

Мониторинг проводится два раза в год: в период весеннего половодья и период летней межени на двух створах (верхнем – 50 м выше оси трубопровода, нижнем – 150 м ниже оси)

Отборы проб и подготовка к их транспортировке выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51592–2000 «Вода. Общие требования к отбору проб» и нормативных документов по определению качества воды.

Гидрологический мониторинг и контроль качества поверхностных вод включает:

- Гидрологическая характеристика;
- Определение гидрологических характеристик на фоновом и контрольном створах;
- Определение гидрохимических характеристик на фоновом и контрольном створах;
- Анализ качества поверхностных вод;
- Анализ сводных данных гидрологического и гидрохимического мониторинга;
- Оценка долгосрочного возможного воздействия от объектов инфраструктуры.

Для наглядной иллюстрации эффективности данной схемы мониторинга ниже приведены результаты подробного анализа и оценки влияния на р. Ай в период летней межени.

Река Ай протекает по территории Долинского района, впадает в Охотское море. Длина 33 км, площадь бассейна 140 км². Принимает множество правых и левых притоков. Крупнейшие из них – рр. Широкая и Лесопильная. За 15 км до устья выходит из холмистых предгорий Долинского хребта на низменную равнину Сусунайской низменности [2].

В среднем течении реки п. Советское располагается раборазводный завод, введенный в эксплуатацию в 2004 г. [3].

Таблица

Результаты гидрологического и гидрохимического мониторинга (2004 – 2011 гг.)

Параметр	ПДК	2004	2005	2006	2009	2010	2011
Верхний створ							
Ширина, м		20,7	12,2	14,3	17,6	14	12,9
Глубина, м		0,29	0,15	0,34	0,17	0,48	0,35
Расход, м ³ /с		3,75	2,15	2,33	1,41	3,23	0,91
Скорость, м/с		0,62	0,42	0,48	0,27	0,48	0,2
рН, ед рН	6,5 – 8,5	6,94	7,28	7,07	7,36	7,2	7,3
Растворенный кислород, мг/дм ³	Не менее 6	12,1	11,3	8,9	8,8	8,5	9,5
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,05	0,02	0,07	0,02	0,02	0,02	0,02
Нижний створ							
Ширина, м		20,7	12,2	14,3	11,7	20,7	20,7
Глубина, м		0,29	0,15	0,34	0,3	0,23	0,21
Расход, м ³ /с		3,75	2,15	2,33	0,95	3,32	0,89
Скорость, м/с		0,62	0,42	0,48	0,57	0,71	0,2
рН, ед рН	6,5 – 8,5	6,94	7,28	7,07	7,39	7,1	7,4
Растворенный кислород, мг/дм ³	Не менее 6	12,1	11,3	8,9	8,4	8,6	9,3
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,05	0,02	0,07	0,02	0,02	0,02	0,02

На основании данных, приведенных в табл., были получены следующие результаты:

1. Значения содержания нефтепродуктов в поверхностных водах оставались на уровне 0.02 мг/дм³ в течении всего периода мониторинга. Однако летом 2005 г. отмечено превышение ПДК, что не связано с деятельностью Компании, а явилось, по всей вероятности, следствием проведения работ на раборазводном заводе п. Советское;

2. Значения кислотности также варьировали в пределах ПДК и составляли от 7 до 7,6 ед. в период половодья, от 6,94 до 7,4 ед. в период межени;

3. Растворенный кислород в периоды весеннего половодья и летней межени изменялся в пределах ПДК;

4. Гидрологические характеристики изменялись в допустимых пределах и соответствовали естественным процессам руслоформирования [4].

Литература

1. Отчет о результатах локального мониторинга поверхностных вод и донных отложений в зонах влияния объектов СЭИК 2011 г.
2. Ресурсы поверхностных вод СССР: справочное издание. – Т. 18. Дальний Восток. – Вып. 4 / под редакцией М.Г. Васильковского; УГМС Дальнего Востока. – Л.: Гидрометиздат, 1973. – 267 с.
3. Данные Росгидромета. meteof.ru
4. Чалов Р.С. Русловедение: теория, география, практика. – Т.1: Русловые процессы: факторы, механизмы, формы проявления и условия формирования речных русел. – М.: ЛКИ, 2008. – 608 с.

О ВЛИЯНИИ ПОЧВ НА ФОРМИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

З.Г. Файзрахманова

Научный руководитель доцент Р.Х. Мусин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Формирование химического состава подземных вод определяется многочисленными гидрогеохимическими и гидробиохимическими процессами, которые контролируются различными факторами природного и техногенного характера. В верхней части разреза гидрогеосферы гумидных зон формирование состава подземных вод начинается с взаимодействия атмосферных осадков с почвами.

Движение веществ в почве в растворенном виде – это сложный процесс, включающий в себя различные явления: конвективный перенос, диффузию, гидродинамическую дисперсию, сорбцию [6]. Именно эти параметры являются базовыми для решения прогнозных задач по накоплению и перемещению различных веществ (питательных, загрязняющих и др.) в почвах, выносу за пределы почвенного профиля, возможности появления в грунтовых водах. Многочисленными исследованиями установлено, что значительная часть влаги и растворенных веществ движется по преимущественным путям миграции воды с высокой скоростью. Это весьма важный момент функционирования почв и выполнения ею экологической функции в ландшафте, т.к. возможен быстрый перенос воды, питательных и загрязняющих веществ в нижние слои почвенного профиля и за его границы [5]. Химические свойства почвы определяются процессами, происходящими в основном между ее твердой и жидкой частями. По закону действующих масс в почве образуются и поступают в раствор различные вещества, в ней устанавливается подвижное равновесие между твердой частью и почвенным раствором [8]. При выпадении атмосферных осадков совершается выщелачивание минеральных и органических веществ из тканей наземных растений, смыв пыли, выделений растений, экскрементов насекомых и др. беспозвоночных, а далее – взаимодействие этих осадков уже с минерально-органическим комплексом самих почв [8].

Особенности взаимодействия атмосферных осадков с почвами в значительной степени зависят от характера материнских пород, на которых образовались почвы. Например, в условиях лесной зоны, как правило, формируются почвы подзолистого типа. Если в пределах этой зоны почвообразующие породы содержат повышенное количество карбонатов калия, формируются почвы подзолистого типа, из которых вымываются карбонаты и калиевые соединения. Подзолистые почвы насыщены соединениями натрия и калия. Большое значение для формирования химического состава подземных вод при фильтрации осадков через подзолистые почвы имеют также биологические процессы, в результате которых образуются растворимые соединения натрия. В черноземах же преобладают ионы SO_4^{2-} , HCO_3^- , K^+ , NH_4^+ , Ca^{2+} , но изменяется их соотношение [7]. Черноземы более богатые в минеральном отношении почвы, поэтому при взаимодействии с водой насыщают её минеральными и другими компонентами в большей степени.

Целью настоящей работы является исследование влияния различных типов почв на формирование химического состава грунтовых вод в пределах Республики Татарстан (РТ), которая расположена в восточной части Восточно-Европейской платформы, в пределах Волго-Сурского и Камско-Вятского артезианских бассейнов (область достаточного увлажнения). Площадь РТ составляет 68 тыс. км², численность населения – 3,6 млн. чел. Ее территория интенсивно освоена, примерно равномерно заселена. Республику отличают мощный промышленный потенциал с его концентрацией в Приказанской и Нижнекамской экономических зонах, интенсивная разработка нефтяных месторождений и активный агропромышленный комплекс. Площадь угодий: лесных – 17 %, сельскохозяйственных – 65 % [2].

В пределах РТ выделяется 11 различных типов почв, при этом преобладающим площадным распространением характеризуются подзолистые почвы (38 %), чернозёмы (32 %) и дерново-карбонатные почвы (17 %). Они формировались на гетерогенном основании, представленном комплексами пермских полигенных сульфатно-карбонатно-терригенных пород, юрско-меловых преимущественно морских глинистых образований и плиоцен-четвертичных полигенных песчано-глинистых пород. Грунтовые воды (воды первого от поверхности водоносного горизонта) в техногенно слабонарушенных районах РТ характеризуются гидрокарбонатным и сульфатно-гидрокарбонатным кальциевым и магниевым-кальциевым, реже полностью смешанным по катионам – натриево-магниевым-кальциевым составом, с минерализацией от 0,2 – 0,3 до 0,5 – 0,6 г/дм³ и общей жесткостью – до 6 – 7 ммоль/дм³. Норма осадков на площади РТ составляет около 500 мм/год. Они обладают в основном сульфатно-гидрокарбонатным натриево-кальциевым составом с преобладающей минерализацией ~0,05 мг/дм³ [2]. По данным ранее проведенных исследований (анализ водных вытяжек на основе дистиллированной и талой снеговой воды (минерализация последней в одном случае 0,07 г/л, в другом – 0,04 г/л; рН, соответственно, – 5,86 и 6,64) с наиболее распространенных пород верхней части геологического разреза) было выявлено, что наиболее минерализующим эффектом характеризуются почвы, а также глинистые и карбонатные породы (табл.).

Для детализации роли почв в формировании состава грунтовых вод автором были исследованы подзолистые и черноземные почвы РТ. Комплекс исследований включал: определение минералогического и гранулометрического состава образцов почв; выявление их пористости, зольности и содержания гумуса; проведение сокращенного химического по [3] анализа водных вытяжек на основе дистиллированной и талой снеговой воды с минерализацией 46 мг/дм³; фильтрацию через образцы почв дистиллированной и талой снеговой воды в нестационарных условиях (с вариациями вертикального напорного градиента – 0,34 – 1,15) с фиксацией скорости фильтрации и проведение сокращенного химического анализа фильтратов. Фильтрация проводилась в соответствующих колоннах, при этом массы образцов почв составляли – 2,06 – 2,19 кг, их объемная плотность – 0,86 – 0,95 г/см³, пористость – 42 – 51 %. Через каждый свежий образец черноземной и подзолистой почвы было

пропущено по 70 л талой снеговой воды и 30 л дистиллированной воды. Кроме этого атомно-абсорбционным анализом в водных вытяжках и фильтрах определялись концентрации – Fe, Mn, Cu, Pb, Zn и Ni.

Таблица

Характеристика водных вытяжек на основе талой снеговой воды

Литотипы	Индекс возраста	Минерализация, мг/дм ³	Общая жесткость, ммоль/дм ³
Почва	Q	116 – 310 (78 – 241)	1,4 – 2,9 (1,0 – 2,6)
Суглинок	Q	123 – 266 (86 – 197)	0,6 – 1,5 (0,3 – 1,2)
Песчаник	P _{3sd}	80 – 123 (26 – 57)	0,5 – 0,9 (0,2 – 0,6)
Алеврит	P _{2ur}	101 – 186 (64 – 117)	1,2 – 1,5 (0,9 – 1,1)
Глина	P _{2ur} -P _{3sd}	72 – 281 (31 – 212)	0,6 – 2,4 (0,3 – 2,1)
Глинисто-карбонатная мука	P _{2ur}	132 (63)	0,9 (0,6)
Мергель	P _{2ur} -P _{2kz₂}	102 – 228 (65 – 159)	1,1 – 1,5 (0,8 – 1,2)
Известняк	P _{2ur}	141 – 285 (72 – 216)	1,4 – 2,8 (1,1 – 2,5)
Доломит	P _{2kz₂}	174 – 227 (105 – 158)	2,4 – 3,0 (2,1 – 2,7)

Примечание. В двух последних графах первые цифры отражают абсолютные значения, а цифры в скобках – приращения соответствующих параметров относительно характеристик первичной (снеговой) воды; большей выщелачивающей способностью характеризуется талая снеговая вода с меньшим значением рН.

Основные полученные результаты:

1) Взаимодействие атмосферных осадков с наиболее распространенными в пределах РТ подзолистыми и черноземными почвами может привести к появлению водных растворов преимущественно сульфатно-гидрокарбонатного магниево-кальциевого состава с минерализацией 0,2 – 0,35 г/дм³ и концентрациями железа до 1,5 мг/дм³.

2) Степень вымывания из почв легкорастворимых минеральных и органических веществ дистиллированной водой и природными атмосферными осадками сопоставима, поэтому при изучении процесса вымывания возможно использование только дистиллированной воды.

3) Степень вымывания минеральных и органических веществ из подзолистых и черноземных почв примерно одинакова. Она в первую очередь определяется временем взаимодействия в системе вода – почва, которое в свою очередь зависит от плотности сложения почв, их дисперсности, величины вертикального напорного градиента и некоторых др. факторов. Особенности же состава этих почв (содержание гумуса и др.) отходят на второй план.

4) В Татарстане, при величине эффективных атмосферных осадков 20 % от их нормы в 500 мм/год, с каждого квадратного километра слоя черноземной почвы со средней мощностью элювиального горизонта 0,7 м и слоя подзолистой почвы с мощностью её верхней части 0,5 м ежегодно вымывается (переносится в иллювиальный почвенный горизонт и нижележащие коренные породы зоны аэрации) соответственно 20 т и 16 т легкорастворимого минерального вещества, а водорастворимого органического в-ва – 6,6 т с черноземов и 4 т с подзолистых почв. В целом по РТ, учитывая площади развития черноземных и подзолистых почв, ежегодно выносятся вниз по разрезу легкорастворимого минерального и органического вещества – 0,57 млн. т с черноземов и 0,51 млн. т с подзолистых почв.

5) Для полного вымывания легкорастворимых минеральных и органических веществ из почв (при условии, что они не восстанавливаются за счет различных физических, химических и биологических процессов, и неизменности норм осадков) необходимо 212 лет для черноземных почв и 173 года для подзолистых почв.

Литература

- ГОСТ 17.4.2.03-86 Охрана природы. Почвы. Паспорт почв. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 5 с.
- Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2005 г. / Под ред. Н.П. Торсуева. – Казань, 2006. – 494 с.
- Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. – 12 с.
- Жамбалова Д.И. Влияние особенностей почвенного покрова Усть-Селенгинской впадины на состав природных вод // Современные тенденции развития земледелия и защиты почв: Матер. межд. научн.-практ. конф. – Улан-Удэ, 2009. – С. 195 – 196.
- Умарова А.Б., Кирдяшкин П.И., Самойлов А.А. Особенности вертикального движения влаги и растворенных веществ в горизонтах и профиле структурных почв // Экология речных бассейнов. – Владимир: Изд-во Владимирского гос. ун-та, 2005. – С. 130 – 133.
- Кирдяшкин П.И. Фильтрационная и сорбционная неоднородность серой лесной почвы Владимирского ополья // Ломоносов-2002: Сборник трудов IX Международной конференции студентов и аспирантов по фундаментальным наукам. – М., 2002. – С. 55.
- Статьи и лекции по аграрной экономике [Электронный ресурс]. Наличие и состояние земель в Республике Татарстан [сайт] [2010]. URL: http://www.agroekonomika.ru/2010/10/blog-post_02.html (дата обращения: 25.05.2012).
- Основные типы почв средней полосы России [Электронный ресурс] БиоЛокус.ру [сайт]. [2009]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST17420386Oxranaprirody.html> (дата обращения: 25.05.2012)

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРОТОКИ ХАМЛУОНГ – ЭЛЕМЕНТА ДЕЛЬТЫ РЕКИ МЕКОНГ (ВЬЕТНАМ)

Фунг Тхай Зьонг

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Донные отложения рек являются важным показателем геоэкологического состояния водных объектов и их водосборных бассейнов. Это определяет актуальность соответствующих исследований, в составе которых важное значение имеет задача разработки или подбора и адаптации методики, особенно при изучении больших рек, впадающих в море, на участке их нижнего течения.

Именно такая цель – выявление закономерностей формирования и пространственно-временных изменений химического состава донных отложений в дельте реки Меконг – рассматривается нами в рамках диссертационного исследования. Дельта этой реки имеет сложное строение и представлена двумя комплексами рукавов - Тянь Жанг и Хау Жанг. Комплекс Хау Жанг представлен тремя крупными рукавами, а комплекс Тянь Жанг – шестью, крупнейшим среди которых является протока Хамлуонг – основной объект исследования (рис. 1).



Рис.1 Схема размещения района исследования(протока Хамлуонг – элемент дельты реки Меконг)

Ширина протоки Хамлуонг в отсутствие паводков составляет около 1200 – 1500 м (в районе впадения в море – 3000 м), глубина – до 12 – 15 м. В связи с этим в декабре 2012 г. автором вместе с группой сотрудников университета Донгтхап (город Цаолань, республика Вьетнам) был выполнен отбор 20 проб донных отложений, в том числе: 12 проб непосредственно из протоки Хамлуонг на участке до 75 км от взморья; 4 пробы – из малых рек, впадающих в протоку Хамлуонг; 4 пробы – из других проток дельты реки Меконг. Отбор проводился с судна с помощью пробоотборника, предназначенного для отбора пробы донных отложений без нарушения их структуры и представляющего собой пластмассовую трубу длиной 600 мм и диаметром 114 мм, укрепленную на шесте длиной 12 м, к концу которого привязан шнур. Отбор проб проводился из слоя донных отложений мощностью около 20 см. Также одновременно отбирались пробы воды из слоя 30 – 40 см от поверхности воды.

Пробы донных отложений помещались в ёмкости из пластмассы и доставлялись в лабораторию университета Донгтхап, где проводилось их высушивание (при температуре 25 °С) и измельчение. В донных отложениях определялись концентрации Zn, Cu, Pb, Cd, As, Hg. Пробоподготовка включала в себя добавление к образцу, помещённому в колбу (объём 100 мл) 6 мл концентрированной азотной и 2 мл хлорной кислоты с последующим извлечением навески. Определение концентраций указанных выше веществ выполнялось атомно-абсорбционным методом на приборе ZEE nit 700 (рис. 2) производства Analytik-Jena (Германия). Кроме того, из водной вытяжки донных отложений потенциометрическим методом определялся показатель pH, кондуктометрическим методом – удельная электропроводность, спектрофотометрическим методом – концентрации NO_3^- и NH_4^+ . С помощью тех же методов были определены соответствующие показатели речных

вод, которые были предварительно отфильтрованы с помощью бумажного фильтра (Whatmann 934 АН) с диаметром пор 1,2 мкм. Анализ был выполнен лично автором (рис. 3).

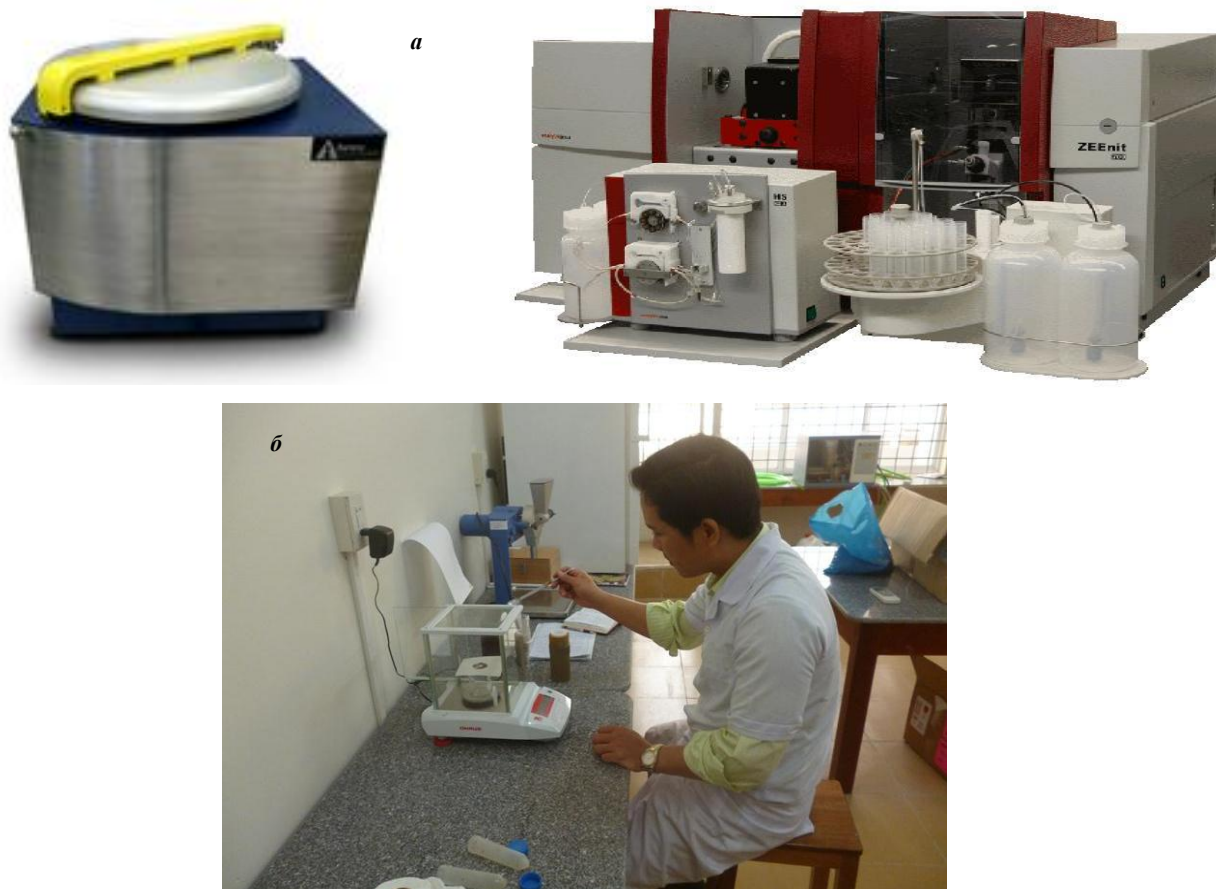


Рис.2 Определение химического состава донных отложений и речных вод протоки Хамлуонг:
а – приборы и оборудование для проведения определений содержаний микроэлементов; *б* – процесс пробоподготовки

В целом, отбор проб донных отложений и речных вод и определение их химического состава выполнены с учётом рекомендаций [1]. В результате получены обобщённые характеристики содержания изученных элементов в донных отложениях (мг/кг): Zn – 95.6; Cu – 33.4; Pb – 3.7; Cd – 1.1; As – 5.9; Hg – 0.1. В настоящее время проводится анализ полученных данных.

1. Литература

1. Савичев О.Г., Копылова Ю.Г., Зарубина Р.Ф. и др. Методика эколого-геохимических исследований: учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2012. – 170 с.

ХИМИЧЕСКИЙ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ГОРОДА АНЖЕРО-СУДЖЕНСКА (КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.А. Хахалина

Научный руководитель доцент Н.Г. Наливайко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Реки, ручьи, озёра в городской среде – это сохранившиеся фрагменты естественной дренажной сети, продолжающие выполнять свою основную функцию. Они концентрируют, собирают и отводят как поверхностный так и подземный сток, а также стока ливневой канализации. Открытые участки рек и водоёмов в условиях города являются важной составной частью природного комплекса – естественной среды обитания человека, а также довольно часто представляют собой участки территорий с сохранившимся природно-историческим ландшафтом. Водные объекты и прилегающие к ним земли, как показывает практика, имеют большое значение для отдыха, реабилитации и релаксации городского населения. Кроме того, они чрезвычайно важны и для поддержки биоразнообразия, так как являются местами обитания диких животных, сохранившиеся в условиях города.

Цель работы состояла в оценке эколого-геохимического состояния водных объектов города Анжеро-Судженска по данным химического и микробиологического состава.

В ходе проделанной работы было обследовано и опробовано 4 водных объектов находящиеся в черте города Анжеро-Судженска 3 озера – Тёплое, Алчедат, Сахалинка, речка Малая Анжера и родник. Озеро Тёплое находится в центральном районе города Анжеро-Судженска, в его юго-восточной части находится исток реки Малая Анжера. На русле реки Алчедат располагается озеро Алчедат. Озеро Победа находится в западном районе на окраине города. Исследуемый родник, находится возле озера Победа, вода которого втекает в южную часть озера.

Все водные объекты находятся в бассейне реки Алчедат. Каждый объект был опробован в 1 точке на глубине 50 см. Точки отбора в озёрах были расположены на выходе из него речки, так как исследованные озера являются либо проточными, либо из него берут начала малые реки. Результаты химического анализа, выполненные сотрудниками УНПЦ «Вода», представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты химического анализ объектов исследования, мг/л

Показатели	оз. Победа	р. Малая Анжера	Оз. Алчедат	Родник
pH	7,08	7,3	6,95	7,2
НСО ₃ ⁻	128	330	85	525
СО ₂	14,4	36	128	43,2
СО ₃ ²⁻	<3	<3	<3	<3
СГ	9,52	31,9	12,7	15,7
SO ₄ ²⁻	59	190	69	16
Ca ²⁺	34	114	40	104
Mg ²⁺	15,86	24,4	13,42	28,06
Na ⁺	12,3	48,7	18,1	35,5
K ⁺	2,92	9,59	3,79	2,72
Общ. жёсткость, мг-экв/л	3	7,7	3,1	7,5
Минерализация	261,6	748,54	285,3	714,67
NO ₂ ⁻	0,42	0,015	0,012	0,022
NO ₃ ⁻	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
NH ₄ ⁺	0,08	9,36	0,9	0,02
PO ₄ ³⁻	0,035	1,75	0,364	0,042
Si	0,43	5,99	2	11,05
П.ок., мгО ₂ /л	4,08	5,48	6,52	0,52
БПК ₅	2,25	3,24	2,67	3,6
Нефтепродукты	0,014	0,054	0,027	0,012
ХПК	19	29,6	21,6	7
Fe _{общ}	0,06	0,23	0,62	0,1

Вода р. Малая Анжера и в озерах Алчедат и Победа по химическому составу гидрокарбонатная сульфатная кальциевая магниевая, в роднике – гидрокарбонатная кальциевая магниевая.

Вода изучаемых водных объектов не может использоваться для рекреационных целей, так как превышает ПДК_{х-п} по таким компонентам, как ХПК в озерах Алчедат в 1,44 раз, Победа 1,27 раз и речке почти в 2раза. Аммоний превышает ПДК_{х-п} в 4,68 раз в реке Малый Алчедат. Также имеется превышения по железу общему в озере Алчедат в 2 раза. Содержание нитратов превысили ПДК_{х-п} в 5,25 раз, что говорит о свежем загрязнении, поступившем незадолго до опробования. Следовательно, химическим загрязнителем является нитрит и аммиак.

Как показали проведенные микробиологические исследования, вода данных объектов содержит разнообразную микрофлору (табл. 2).

Психрофильные сапрофиты, так же как и олиготрофные микроорганизмы присутствуют в водах в различном количестве: от единичных клеток до нескольких десятков тысяч клеток в мл воды.

Как известно, психрофильным сапрофитам принадлежит основная роль в процессах деструкции органического вещества и самоочищения экосистем различного характера. Максимальное количество микробов этой физиологической группы выявлено в реке Малая Анжера в количестве 160000 кл/мл. В роднике наблюдается их отсутствие.

По количеству олиготрофной микрофлоры судят о способности бактериоценоза к минерализации органического вещества. Соотношение количества психрофильных сапрофитов и олиготрофов (индекс олиготрофности) определяет активность процессов самоочищения. Величина индекса олиготрофности для большинства изученных водных объектов указывает на происходящие в них с той или иной скоростью процессы минерализации и самоочищения. Противоположная ситуация наблюдается для речки Малая Анжера: в ее воде было обнаружено большое количество энтеробактерий и мезофильных сапрофитов, а психрофильные сапрофиты многократно превышали количество олиготрофов. Индекс олиготрофности меньше единицы указывает на отсутствие процессов самоочищения.

Таблица 2

Результаты микробиологического анализа					
Физиологические группы бактерий	р. Малая Анжера	Оз. Теплое	Оз. Алчедат	Оз. Победа	Родник
Этеробактерии, кл/мл	57000	90	10	10	0
Мезофильные сапрофиты, кл/мл	86000	210	0	30	10
Психрофильные сапрофиты (РПА), кл/мл	160000	1080	80	520	0
Олиготрофы, кл/мл	69800	18200	610	530	0
Индекс олиготрофности	0,3	16,8	7,6	1	-
Железобактерии гетеротрофные, кл/мл	630	1200	130	0	0
Нефтеокисляющие, кл/мл	225000	1210	250	200	570
Бензолокисляющие, усл. ед.	0	0	0	0	0
Толуолокисляющие, усл. ед.	100 Зел пигм	80	150	0	0
Пентанокисляющие, усл. ед.	400	150	100	0	0
Фенолокисляющие, усл. ед.	250	200	200	0	0

В оз. Тёплое и р. Малая Анжера в большом количестве были обнаружены нефтеокисляющие бактерии. В этих же объектах содержание нефтепродуктов было больше, чем в остальных, но не превышающем уровень ПДК. В воде водных объектов были установлены бактерии, окисляющие индивидуальные углеводороды: бензол, толуол и пентан.

Обнаруженную в водопроводах аллохтонную микрофлору - этеробактерии и мезофильные сапрофиты – можно рассматривать в качестве индикатора загрязненности бытовыми стоками, поступающими с территории водосборов. Максимальное количество этеробактерий и мезофильных сапрофитов (ОМЧ) установлено в речке Малая Анжера. Результаты опробования осенью 2012 г. показали, что по содержанию микрофлоры речка Малая Анжера приближена к сточным водам.

Экологическое состояние водных объектов г. Анжеро-Судженска по количеству психрофильных сапрофитов оценивается следующим образом: речка Малая Анжера является очень грязной; вода озер Теплового и Победы – умеренно загрязнённой; вода озера Алчедат – чистая, а родника – очень чистая.

Водные объекты города Анжеро-Судженска имеют химическое и микробиологическое загрязнение, что влияет на экологическое состояние городской среды, а также на здоровье население. Для устранения и предотвращения негативных последствий необходимо проводить мониторинг водных объектов во всех фазах водного режима.

Литература

1. Наливайко Н.Г. Микробиология воды: учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2006. – 139 с.
2. Мершина И.Л. Физико-географическая характеристика г. Анжеро-Судженска и его окрестностей. Учебное пособие. – А-С, 2001
3. СанПиН.2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»
4. <http://www.anzhero.ru>

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД БАСЕЙНА ДАТУН Хэ Чунью

Научный руководитель доцент Н.В.Гусева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема загрязнения вод мышьяком стоит очень остро во всем мире. Из-за длительного потребления загрязненной мышьяком подземной воды миллионы людей страдают интоксикацией во многих странах например: в Бангладеш, Индия, Вьетнам, Камбоджия, Аргентина, Чили, США и Китай [3, 4, 5, 8, 9, 10, 12].

Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ) рекомендует не превышать норму содержания мышьяка в 10 мкг/л, которая является предельно допустимой концентрацией в питьевой воде. Такая норма считается общепринятой во многих странах. Однако миллионы людей имеют лишь доступ к воде с содержанием мышьяка в 50 мкг/л и даже более. При длительном воздействии мышьяка на организм человека наблюдаются изменения кожного покрова, различные формы рака (кожи, мочевого пузыря и почек), сердечнососудистые проблемы, мертворождение и самопроизвольные аборты. Так в Бангладеш более 20% всех смертей связаны потреблением воды с концентрацией мышьяка больше 50 мкг/л [2].

Одним из таких районов, где широкое распространение получили мышьяковистые воды, является бассейн Датун, расположенный в провинции Шанси, Китай. Его географическое положение – с 112°15' до 114°15' восточной долготы, с 39°10' до 40°30' северной широты. Здесь располагаются такие крупные населенные пункты как город Датун и более мелкие - Тианжен, Янгао, Хуаирен, Шанин, Шуоксиан, Хуньюан. В конце прошлого века в таких городах как Шанин Хуньюан отмечались случаи сильнейших отравлений мышьяком.

Целью данной работы является анализ особенностей химического состава подземных вод бассейна Датун и исследование распространенности мышьяка.

Исследованию химического состава подземных вод бассейна Датун посвящено большое количество работ [1, 6, 11, 13]. В данной работе проводится обобщение и систематизация имеющихся литературных данных и сделана попытка выявить основные закономерности поведения мышьяка в подземных водах в зависимости от основных показателей химического состава вод.

В основу работы положены опубликованные данные [6, 11] по химическому составу подземных вод бассейна Датун. Обобщенные характеристики химического состава 160 проб приведены в табл. 1.

По химическому составу рассматриваемые воды весьма разнообразны. Минерализация вод изменяется в широких пределах от 296 до 8478 мг/л. Также в значительных пределах варьирует и содержание основных ионов. В усредненном виде формула ионно-солевого состава вод выглядит следующим образом:

Таблица 1

Химический состав подземных вод бассейна Датун, мг/л (*мкг/л)

Компоненты	Концентрации		
	минимальная	максимальная	средняя
pH	7,00	8,80	7,88
Минерализация	295,84	8478,50	1275,91
HCO ₃ ⁻	1,01	1303,00	481,55
Cl ⁻	6,00	2400,00	226,71
SO ₄ ²⁻	ниже предела обнаружения	3000,00	224,66
Ca ²⁺	1,80	189,49	38,44
Mg ²⁺	6,35	742,00	73,97
K ⁺	ниже предела обнаружения	65,90	3,76
As*	0,10	4234,90	163,20

$$M_{1,28} \frac{HCO_3^- 41,6 Cl^- 33,7 SO_4^{2-} 24,7}{Na^+ 54,7 Mg^{2+} 34,2 Ca^{2+} 10,7 K^+ 0,53} pH 7,88 Ж 8,08$$

Воды слабосоленоватые, сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, слабощелочные, жесткие.

Среднее содержание мышьяка в рассматриваемых подземных водах составляет 163,20 мкг/л, при рекомендуемой ВОЗ допустимой концентрации мышьяка в питьевой воде – 10 мкг/л. Максимальная концентрация мышьяка – 4232,9 мкг/л.

Согласно анализу корреляционной матрицы между мышьяком и основными показателями химического состава вод значимые связи отмечаются только в парах As–Ca, As–SO₄. Значимой связи между pH, минерализацией, остальными ионами и содержанием мышьяка выявлено не было. Выявленные закономерности в полной мере согласуются с ранее проведенным исследованием [1].

Таким образом, на основе опубликованных данных о химическом составе подземных вод бассейна Датун проанализирована распространенность химических элементов, в том числе и мышьяка.

Таблица 2

Корреляционная зависимость основных компонентов химического состава подземных вод бассейна Датун

	pH	TDS	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺	Na ⁺	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	As
pH	1									
TDS	– 0,165	1								
Ca ²⁺	– 0,503	0,427	1							
Mg ²⁺	– 0,262	0,734	0,418	1						
K ⁺	– 0,218	0,565	0,364	0,463	1					
Na ⁺	– 0,072	0,968	0,294	0,626	0,502	1				
HCO ₃ ⁻	0,002	0,616	0,013	0,330	0,378	0,635	1			
Cl ⁻	– 0,174	0,951	0,478	0,699	0,511	0,904	0,430	1		
SO ₄ ²⁻	– 0,185	0,939	0,465	0,686	0,531	0,892	0,384	0,898	1	
As	0,078	– 0,087	– 0,178	–0,094	– 0,058	– 0,075	0,012	– 0,083	–0,108	1

Примечание. r_{кр} = 0,16 при α = 0,05

Установлено, что по химическому типу воды преимущественно сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные магниевые-натриевые. В рассматриваемых водах отмечаются высокие концентрации мышьяка, что отражает специфику рассматриваемого региона. По результатам проведенного корреляционного анализа распространенности мышьяка и основных ионов не установлено значимых связей. Исключением являются Ca^{2+} и SO_4^{2-} , коэффициент корреляции мышьяка с которыми составляет $-0,178$ и $-0,108$, соответственно. Повышенное содержание мышьяка в подземных водах является весьма серьезной проблемой для населения, использующего эту воду в питьевых целях. В этих районах необходимо проводить детальное исследование распределения мышьяка и выявление очагов загрязнения. Эти воды не могут употребляться для питьевых целей без предварительной водоподготовки. Задачей дальнейших исследований направленных на решение данной проблемы является разработка эффективной системы водоподготовки.

Работа выполнена при поддержке Госзадания «Наука».

Литература

1. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А., Дутова Е.М., Кондратьева И.А., Копылова Ю.Г., Лепокурова О.Е. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. – Т. 2. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 389 с.
2. Argos M., Kalra T., Rathouz P.J., Chen Y., Pierce B., Parvez F., Islam T., Ahmed A., Rakibuz-Zaman M., Hasan R., Sarwar G., Slavkovich V., Van Geen A., Graziano J., Ahsan H. Arsenic exposure from drinking water, and all-cause and chronic-disease mortalities in Bangladesh (HEALS): a prospective cohort study // *Lancet*, 2010. – № 376. – P. 252 – 258.
3. Berg M., Tran H.C., Nguyen T.C., Pham H.V., Schertenleib R., Giger W. Arsenic contamination of groundwater and drinking water in Vietnam: a human health threat // *Environ.Sci.Technol*, 2001. – V. 35. – P. 2621 – 2626.
4. Charlet L., Polya D.A. Arsenic hazard in shallow reducing ground-waters in southern Asia // *Elements*, 2006. – № 2. – P. 91 – 96.
5. Geen A., Zheng Y., Stute M., Ahmed K.M. Comment on “arsenic mobility and groundwater extraction in Bangladesh”. – *Science*, 2003. – 584 p.
6. Li Junxia, Su Chunli, Xie Xianjun, Wang Yanxin «Application of Multivariate Statistical Analysis to Research the Environment of Groundwater: A Case Study at Datong Basin, Northern China // *Geological Science and Technology Information*, 2010. – V. 29. – № 6. – P. 94 – 100.
7. Nickson R.T., McArthur J.M., Burgess W.G., Ahmed K.H., Ravenscroft P., Rahman M. Arsenic poisoning of Bangladesh groundwater // *Nature*, 1998. – № 395. – P. 338.
8. Polya D.A., Gault A.G., Diebe N., Feldmann P., Rosenboom J.W., Gilligan E., Fredericks D., Milton A.H., Sampson M., Rowland H.A.L., Lythgoe P.R., Jones J.C., Middleton C., Cooke D.A. Arsenic hazard in shallow Cambodian groundwaters // *Mineral. Mag*, 2005. – V. 69. – P. 807 – 823.
9. Smith A.H., Lingas E.O., Rahman M. Contamination of drinking-water by arsenic in Bangladesh: a public health emergency. // *Bull.W.H.O*, 2000. – № 78. – P. 1093 – 1103.
10. Smedley P.L., Kinniburgh D.G. A review of the source, behavior and distribution of arsenic in natural waters. // *Appl .Geochem*, 2002. – № 17. – P. 517 – 568.
11. Su Chunli, Wang Yanxin, Xie Xianjun, Li Junxia Aqueous geochemistry of high-fluoride groundwater in Datong Basin, Northern China // *Journal of Geochemical Exploration GEXPLO-05073*. – P. 14
12. Welch A.H., Stollenwerk K.G. Arsenic in Groundwater: Geochemistry and Occurrence. Kluwer academic publishers, Boston. in shallow reducing ground-waters in southern Asia // *Elements*, 2003. – № 2. – P. 91 – 96.
13. Xie Xianjun, Wang Yanxin, Li Junxia, Su Chunli. Characteristics and implications of Rare Elements in High Arsenic groundwater from the Datong Basin // *Earth Science- Journal of China University of Geosciences*, 2012. – V. 37. – № 2. – P. 381 – 390.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЗОНЫ ДЕГТЯРСКОГО ГОРНОРУДНОГО ТЕХНОГЕНЕЗА

А.А. Царегородцева, Р.Н. Шараев

Научный руководитель доцент С.Н. Елохина

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Работа выполнена по результатам авторского изучения гидрохимических условий района Дегтярского медно-колчеданного месторождения. Опробование воды и донных отложений рек Дегтярка и Исток произведено с целью исследования их химического состава и влияния на них отработанного Дегтярского месторождения.

Площадь проведения работ располагается в рудном поле полностью отработанного Дегтярского медно-колчеданного месторождения на территории Муниципального образования «Город Дегтярск», в 45 км юго-западнее г. Екатеринбурга, в 18 км юго-восточнее г. Ревда и в 25 км юго-восточнее ОАО Среднеуральский медеплавильный завод (СУМЗ).

При добыче полезных ископаемых преобладающий тип загрязнения – минеральный: рудничные и шахтные воды, стоки обогатительного производства (хвостохранилища и отстойники), приотвальные и иные жидкие накопления [2]. Твёрдые отходы представлены шламами и породными отвалами.

Непосредственно в районе работ протекают малые реки Вязовка, Ельчевка, Дегтярка с притоками - реками Исток и Сухарка. Река Дегтярка протекает через шахтное поле. Русло реки в результате горнодобывающей деятельности было существенно изменено и представляло собой сточную канаву, принимавшую шахтные и хозяйственные сточные воды. Для нейтрализации кислых вод, ниже левобережного притока р. Сухарки в реку Дегтярка осуществляется постоянный слив известкового раствора (порядка 1 – 2 л/с) со станции нейтрализации, так же как и в русло р. Исток [1].

Шахтный водоотлив на Дегтярском руднике был прекращен 21 декабря 1995 г. и заполнение депрессионной воронки завершилось 17 мая 1999 г. (в течение 41 месяца). Абсолютная отметка установившегося уровня подземных вод в шахтных стволах, расположенных по линии вдоль русла р. Дегтярка колеблется от 342,6 м (Капитальная-2 – на юго-востоке) до 337,6 м (Капитальная-1 – на северо-западе), что соответствует его глубине от поверхности земли соответственно 16,9 и 3,4 м.

В настоящее время местом дренирования рудничных вод преимущественно является карьер шахты Колчеданная, откуда кислые рудничные воды поступают на станцию нейтрализации, после чего по р. Исток, минуя очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков г. Дегтярска, поступают на Ельчёвский пруд-отстойник.

В результате подъема уровня подземных вод пониженные участки городской застройки (овощные и смотровые ямы в частных гаражах жителей пос. Ревдинская Дегтярка) и инженерные коммуникации оказались подтопленными.

Интенсивная многолетняя горнодобывающая деятельность на территории привела к активизации геохимических и геомеханических процессов, таких как сдвигание и обрушение горных пород, оползневые процессы на отвалах, затопление заброшенных открытых и подземных горных выработок, подтопление и заболачивание просевшей территории после заполнения воронки депрессии шахтного водоотлива.

С целью организации мониторинга состояния территории в ноябре 2012 г. авторами было произведено маршрутное обследование, которое показало, что поверхностные воды имеют ярко выраженную окраску рыжевого и желтого цветов, что связано с активизацией процессов окисления неотработанных целиков рудного тела, а также с влиянием подотвальных вод.

С целью определения химической обстановки рек Дегтярка и Исток были отобраны пробы воды и донных отложений из этих рек. Маршрут опробования был проложен по потоку реки Дегтярка, параллельно линии горных выработок. Были отобраны пробы воды р. Дегтярка до шахты Капитальная 2, после данной шахты в месте бывшей плотины «Гидромедь», в карьере шахты Колчеданная, и после выхода из карьера, а также в месте слияния рек Дегтярка и Исток после станции нейтрализации. Всего было отобрано 7 проб, каждая объемом 1,5 – 2,0 л в пластиковой таре и 0,5 л в стеклянной таре. Также в этих же точках были отобраны пробы донных отложений в пакеты объемом 1,5 – 2,0 л. Все пробы были пронумерованы и введены в каталог точек опробования. Также всем пробам были присвоены этикетки с номером и местом отбора. Все пробы были отправлены в лабораторию на химический анализ.

Химический анализ проб показал, что содержания большинства элементов выше фоновых, при этом концентрации: SO_4^{2-} , Mg, Fe, Mn и Zn превышают ПДК.

Низкие значения pH указывают на сильное влияние отработанного месторождения. Пробы воды, отобранные из карьера и после выхода из него, имеют значение pH 2,56 и 2,52, соответственно. Данные значения pH соответствуют весьма кислым водам. В пробе взятой после станции нейтрализации значение pH составляет 4,55. Повышение данного значения связано с добавлением извести в воду для нейтрализации её кислотности. В пробах, взятых в отвалах шахт Капитальная 1 и 2, показатели pH также низкие и составляют 2,87 и 2,81, что связано с их расположением близ терриконов данных шахт. Показатели pH в пробах, взятых в реках Дегтярка и Исток выше отработанного рудника, составляют 6,72 и 7,01, соответственно, что указывает на отсутствие сброса кислых шахтных вод.

Современное распределение компонента SO_4^{2-} , как типичного элемента горнорудного загрязнения, в пробах, взятых из поверхностных вод от истока до устья, представлено на рис.

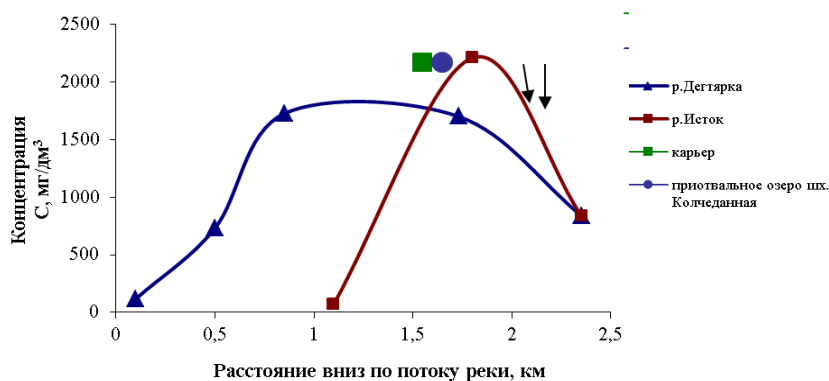


Рис. Продольный профиль распределения содержания SO_4^{2-} в поверхностных водах (2012 г.)

При анализе представленного профиля можно заметить увеличение загрязнения при пересечении рекой Дегтяркой шахтного поля. Также можно заметить влияние шахтных вод карьера на р. Исток. Точка слияния двух графиков, это место впадения р. Дегтярка в р. Исток после станции нейтрализации. Ниже станции нейтрализации сульфатность поверхностных вод снижается.

Чтобы определить произошли ли изменения в водной среде данного участка, сравним полученные данные с результатами инженерно-экологического исследования на Дегтярском месторождении проводимые в 2005 г.

При сравнении результатов было установлено, что состав загрязняющих компонентов не изменился и включает такие компоненты вод как SO_4^{2-} , Fe, Mg, Zn и др. Причём содержание SO_4^{2-} в речных водах в 2012 г. существенно уменьшилось. Все количественные изменения показателей могут быть связаны с тем, что 2005 г. был маловодным, и это отразилось на положении уровня подземных вод. Осенью 2005 г. многие техногенные отвалы оказались сухими, практически полностью прекратился самоизлив шахты Капитальная 1.

Исходя из результатов гидрохимического исследования можно сделать вывод о гидрохимической обстановке в данном районе. На состав и состояние вод рек Дегтярка и Исток решающее влияние оказывают отработанные горные выработки месторождения и изливающиеся из них кислые шахтные воды, а также подотвальные воды существующих терриконов. Все полученные результаты предлагается использовать для последующего мониторинга состояния зоны Дегтярского горнорудного техногенеза.

Литература

1. Елохина С.Н., Рыженко Б.Н. Моделирование образования фазы (Fe,Mg) $\text{SO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ при окислении сульфидов // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: материалы Всероссийской конференции с участием иностранных учёных. – Томск: НТЛ, 2012. – С. 74 – 77.
2. Плотников Н.И. Техногенные изменения гидрогеологических условий: производственное (практическое) издание. – М.: Недра, 1989. – 268 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ОЗЕР ОКРЕСТНОСТЕЙ ГОРОДА ТОМСКА

Ю.А. Шабалина

Научный руководитель доцент Н.Г. Наливайко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный уровень урбанизации выявил множество проблем, от которых зависит жизнедеятельность городского населения, прежде всего, обеспеченность важнейшими природными компонентами: чистый воздух, чистая вода.

Город Томск – сложный природно-территориальный комплекс, находящийся в окружении многочисленных природных водных объектов, в том числе таких как: озеро Сенная Курья, Боярское, Песчаное, Беленькое, Мавлюкеевское, Белое, которые используются населением города и окрестных поселков в целях рекреации не один десяток лет. В связи с этим обстоятельством весьма актуальным является вопрос экологического состояния этих объектов.

Цель данной работы состояла в изучении и сравнении химического и микробиологического состава воды озер и оценки ее качества.

В пробах воды были определены макрокомпоненты, биогенные и органические вещества, а также микроэлементы. Микробиологический анализ состоял в выявлении и количественном учете ряда физиологических групп бактерий: мезофильных и психрофильных сапрофитов, гетеротрофных железобактерий и нефтеокисляющих бактерий. Микроорганизмы указанных физиологических групп участвуют в процессах самоочищения природных вод, а также могут служить индикаторами наличия в воде загрязняющих органических и минеральных веществ.

В данной табл. 1 представлены результаты химического анализа вод озер, которые были отобраны в конце июня 2012 г.

При сравнении полученных результатов химического анализа вод со значениями норматива ПДК выявлено превышение по нескольким показателям, а именно: для хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования в оз. Песчаном наблюдается превышение по pH, БПК₅, нефтепродуктам, перманганатной окисляемости. В озерах Сенная Курья, Мавлюкеевское и Боярское – превышение по Fe_{общ}; в Белом и Беленьком – по нефтепродуктам и БПК₅. Во всех озерах в большом количестве присутствует органическое вещество – превышение по величине ХПК составляет 2 – 3 раза. Почти во всех озерах наблюдается превышение рыбохозяйственных нормативов по содержанию железа общего, за исключением озера Белого. В то же время в последнем наблюдается превышение по содержанию фенола. В озере Песчаном значение pH больше нормы ПДК_p.

Энтеробактерии отсутствуют в 1/3 проб, в остальных пробах их количество незначительное (вопреки ожиданию). Большое количество (максимальное из всех точек опробования) мезофильных сапрофитов выявлено в оз. Песчаном, куда они, очевидно, поступают из ливневых или сточных вод. Преобладают в воде всех озер олиготрофные микроорганизмы. Высокие значения индекса олиготрофности указывают на активные процессы самоочищения, происходящие в изученных озерах. По большому количеству нефтеокисляющих микроорганизмов выделяются 2 точки опробования: на Сенной Курье и оз. Песчаном. Особенно контрастны изученные озера по количеству гетеротрофных железобактерий. Максимальное их количество выявлено на Сенной Курье. Углекислородокисляющие бактерии присутствуют эпизодически.

Таблица 1

Результаты химического анализа воды озер окрестностей г. Томска, мг/л

Химические компоненты	ПДК _п [1]	ПДК _р [4]	Наименование озер					
			Оз. Сенная Курья	Оз. Боярское	Оз. Песчаное	Оз. Беленькое	Оз. Мавлюкеевское	Оз. Белое
pH	9,00	8,50	6,92	6,78	9,20	8,08	7,13	8,24
HCO ³⁻			80,00	29,30	90,00	77,00	134,00	104,33
CO ₂			17,60	15,80	<4	5,28	17,60	18,5
CO ₃ ²⁻			<3	<3	9,60	<3	<3	13,2
Cl ⁻	350	300,0	13,40	6,72	2,24	6,89	12,30	18,9
SO ₄ ²⁻	500	100,0	19,40	3,79	6,12	9,14	21,40	33,06
Ca ²⁺		180,0	28,00	8,00	22,00	22,00	35,00	21,75
Mg ²⁺		40,00	4,88	2,44	4,88	4,88	5,49	12,66
Na ⁺	200,0	120,0	5,83	3,20	9,60	5,33	12,40	19,53
K ⁺		50,00	2,29	1,72	0,30	2,15	9,05	0,45
Общ. Жёсткость, мг-экв/л	7,00		1,80	0,60	1,50	1,50	2,20	2,1
Минерализация	1000		153,84	57,17	122,74	105,39	194,64	195,5
NO ₂ ⁻	3,00	0,08	0,007	0,012	0,002	0,005	0,005	0,007
NO ₃ ⁻	45,00	40,00	1,54	0,60	<0,6	0,17	<0,6	1,1
NH ₄ ⁺	2,5	0,50	0,43	0,23	0,43	0,066	0,40	0,1
PO ₄ ³⁻	3,50	0,15	0,084	0,021	0,12	0,021	0,84	0,007
Si	10,00		1,84	0,38	1,68		1,33	1,65
П.ок., мгO ₂ /л	5,00		3,64	3,52	12,64	4,86	11,36	2,5
БПК ₅ , мгO ₂ /л	3,00		0,45	1,86	4,64	3,34	2,94	2,74
Нефтепродукты	0,10	0,05	0,028	0,066	0,15		0,022	0,12
XПК, мгO ₂ /л	15,00		35,75	32,55	39,90	21,20	49,20	35,94
Fe _{общ}	0,30	0,10	0,43	0,60	0,24	0,17	0,97	0,04
Фенолы	0,25	0,001	<0,002	<0,002	<0,002	<0,002	0,002	0,0025
Электропроводность, мS/см	2,5		0,229	0,075	0,164	0,13	0,227	0,23
Zn, мкг/л	5000,	10,00	4,60	2,00	2,90	3,00	9,20	3,75
Cd, мкг/л	1,00	5,00	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2
Pb, мкг/л	30,00	100,0	0,58	0,43	0,87	0,19	0,94	0,28
Cu, мкг/л	1000	1,00	4,60	1,70	0,61	0,39	2,80	1,34

Таблица 2

Результаты микробиологического анализа воды озер окрестностей г. Томска

Микроорганизмы физиологических групп	Наименование озер					
	Оз. Сенная Курья	Оз. Боярское	Оз. Песчанное	Оз. Беленькое	Оз. Мавлюкеевское	Оз. Белое
Энтеробактерии	0 Протей	30	80	70	30	120
Мезофильные сапрофиты	120 Протей	400	960	110	80	Протей
Психрофильные сапрофиты	250	300	1500	320	120	320
Олиготрофы	10130	3790	41900	17700	5870	7350
Индекс олиготрофности	41	12	28	55	48	22,5
Нефтеокисляющие	1730	350	800	110	600	420
Гетеротрофные железоокисляющие	2120	300	0	130	470	40
Бензолкисляющие	50	0	0	70	0	0
Толуолокисляющие	0	0	0	0	0	0
Пентанокисляющие	0	0	0	0	170	150

Как объекты рекреации, изученные водоемы небезопасны для человека, так как содержат бактериальное загрязнение - энтеробактериями и мезофильными сапрофитами. По количеству психрофильных сапрофитов вода в преобладающем количестве изученных озер оценивается как умеренно загрязненная. В озере Песчаном вода по количеству указанных бактерий является загрязненной.

Несмотря на то, что исследуемые объекты пользуются популярностью у населения города, данные о их экологическом состоянии практически отсутствует, а значит в связи с этим необходима организация экологического мониторинга, который будет включать расширенный комплекс показателей и постоянное сезонное наблюдение за озерами.

Литература

1. Гигиенические нормативы ГН 2.1.5.1315–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – М., 2003. – 93 с.
2. Государственный стандарт ГОСТ 17.1.5.02–80. Гигиенические требования к зонам рекреации водных объектов. – М., 2004. – 6 с.
3. Наливайко Н.Г., Микробиология воды. Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2009. – 139 с.
4. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.1.5.980–00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод. – М., 2000. – 11 с.

**ФОРМИРОВАНИЕ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ДЕГТЯРСКОГО
ГОРНОРУДНОГО ТЕХНОГЕНЕЗА**

Р.Н. Шараев, А.А. Царегородцева

Научный руководитель доцент С.Н. Елохина

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

В ноябре 2012 г. проводилось гидролитохимическое изучение Дегтярского медно-колчеданного месторождения, включающие опробование поверхностных вод и донных отложений. В данной статье рассматриваются результаты химическо-аналитического исследования донных отложений.

Дегтярское медноколчеданное месторождение расположено в пределах водосборной площади Волчихинского водохранилища, которое является основным источником питьевого водоснабжения г. Екатеринбурга. Месторождение эксплуатировалось с 1914 по 1994 гг. Максимальная глубина горных работ – 610 м, величина водопритока в последние годы эксплуатации составляла в среднем 5,3 тыс.м³/сут. Шахтный водоотлив был прекращен 21 октября 1995 года и к 1999 году заполнение депрессионной воронки завершилось. В настоящее время рудничные воды изливаются из карьера шах. Колчеданной и после нейтрализации совместно со стоком рек Исток и Дегтярка поступают в Ельчевский пруд-отстойник, а затем в Волчихинское водохранилище. Согласно классификации Н.И. Плотникова подобные территории формируют техногенез горнорудного профиля [1].

На данной территории протекают малые реки Вязовка, Ельчевка и ее правобережный приток река Исток с притоками – рр. Дегтярка и Сухарка. Река Дегтярка протекает через шахтное поле. Русло реки в результате горнодобывающей деятельности было существенно изменено и представляло собой сточную канаву, принимавшую шахтные и хозяйственные сточные воды. Русло р. Исток пересекающее северный фланг месторождения, также претерпело техногенную трансформацию. Формирование донных отложений рек Исток и Дегтярка в сложившейся обстановке предполагается исключительно за счет современных процессов плоскостного смыва.

Изучение состояния территории в ноябре 2012 года включало помимо отбора проб донных отложений, также и маршрутное обследование речных систем в пределах месторождения. Все точки опробования были внесены в каталоги, пробам присвоены номера. В лаборатории Института промышленной экологии УрО РАН был проведен валовый количественный химический анализ проб донных отложений и определение подвижных форм в аммонийно-ацетатной вытяжке.

Таким образом, определены содержания следующих элементов Ni, Cu, Zn, Al, Pb, Mn, Cr, Co, Cd, Fe, Mg, As. Максимальные значения содержаний перечисленных элементов в донных отложениях наблюдаются на участках бывшей плотины “Гидромедь” и в донных отложениях приотвального озера террикона шахты Капитальной 1.

По результатам химического анализа построены продольные моноэлементные литогеохимические профили. Наиболее характерными авторами признаны содержания мышьяка и железа (рис. 1, 2).

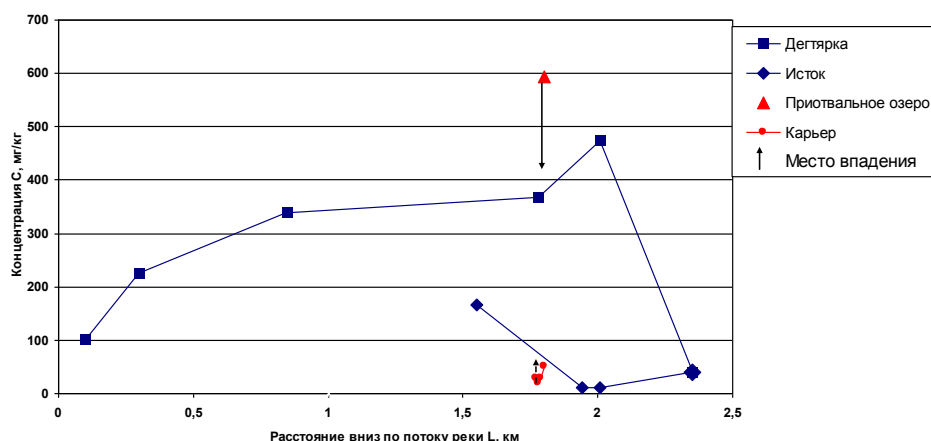


Рис.1 Продольный гидролитохимический профиль содержания мышьяка в зоне Дегтярского техногенеза

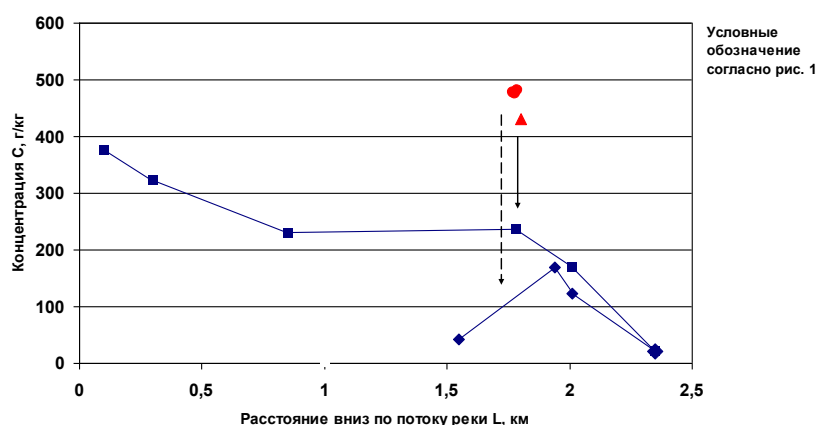


Рис.2 Продольный гидролитохимический профиль содержания железа в зоне Дегтярского техногенеза

При анализе представленных гидролитохимических профилей можно заметить, что кислые рудничные воды только частично участвуют в процессе формирования донных отложений, например, обогащая их соединениями железа (рис. 2). В основном донные отложения формируются за счет плоскостного смыва, их химический состав находится под влиянием поверхностных техногенных образований (отвалов).

Как показало маршрутное обследование, значительную часть площади Дегтярского техногенеза составляют такие техногенные грунты, относящиеся к 3 классу опасности и требующие дополнительных затрат для биологической рекультивации (растительность отсутствует).

При контакте данных пород с атмосферными осадками образуются кислые воды (рН 2 – 3) с высоким содержанием меди, цинка, железа, мышьяка, кальция, магния, алюминия, сульфат-иона и кадмия. Значительная доля аккумулируемого донными осадками загрязнения имеет подвижные формы и может служить источником вторичного загрязнения речных вод.

Данные гидролитохимического опробования целесообразно использовать для организации мониторинга за зоной Дегтярского горнорудного техногенеза, что является актуальной задачей в области питания основного питьевого источника водоснабжения г. Екатеринбург.

Литература

1. Плотников Н.И. Техногенные изменения гидрогеологических условий: производственное (практическое) издание. – М.: Недра, 1989. – 268 с.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ТОМСКОГО РАЙОНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

А.В. Шестакова

Научный руководитель доцент А.А. Хващевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблеме питьевого водоснабжения населения страны уделяется огромное внимание. При кажущемся изобилии пресных вод в Западно-Сибирском регионе реальные запасы природных вод, пригодных для питьевого и хозяйственно-бытового использования, невелики. Это связано с сильнейшим загрязнением поверхностных водотоков неочищенными сточными водами.

Использование для питьевого водоснабжения вод из подземных источников, как требующих меньших затрат на водоподготовку, все шире распространяется в последние годы. Однако их качество не всегда соответствует нормативным требованиям, предъявляемым к водам, используемым для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Это относится к таким показателям как железо, марганец, мутность и общая жесткость [3].

В последние десятилетия основной причиной ухудшения качества подземной воды стала антропогенная деятельность. Вещества антропогенного происхождения попадают в подземные воды из промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных стоков и отходов. Существует и биологическое загрязнение микроорганизмами, поступающими при инфильтрации фекальных и коммунально-бытовых сточных вод из выгребных ям и канализационной сети [2].

Целью работы является исследование химического состава подземных вод южной части Томского района для оценки их качества и возможности использования для децентрализованного хозяйственно-питьевого водоснабжения, а также выявление специфических для изучаемых вод компонентов и их влияния на организм человека.

В работе использованы результаты химического анализа воды, представленные в табл., отобранные из частных скважин и колодцев населения проживающего в пунктах Коларово, Курлек, Аникино, Басандайка, Кафтанчиково, п. Геологов, Ключи, п. Апрель, Лучаново, Зоркальцево, Трубачево за 2011 – 2012 гг.

Таблица
Химический состав подземных вод южной части Томского района (2011 – 2012 гг.)

Компонент	ПДК, мг/дм ³	Содержание, мг/дм ³			
		с. Коларово	п. Аникино	п. Геологов	п. Апрель
pH, ед. pH	6,5 – 8,5	7,36	7,14	7,35	7,53
Электропроводимость, мS/см	2,5	0,972	0,787	0,728	0,671
Перманганатная окисляемость, мгО ₂ /дм ³	5,0 – 7,0	0,92	2,88	0,84	0,52
Гидрокарбонат-ион		292,8	500,2	366	478
Углекислота свободная		8,8	44,0	15,84	30,8
Аммоний-ион	2,0	2,01	1,38	0,16	0,13
Нитрит-ион	3,0	0,0025	0,006	0,03	0,025
Нитрат-ион	45	0,23	1,64	64,7	0,97
Сульфат-ион	500	150,2	1,03	44,84	4,19
Хлорид-ион	350	89,4	14,42	20,4	1,42
Фосфат-ион	3,5	0,38	0,012	0,1	0,021
Фторид	0,7 – 1,5		0,04	0,14	0,17
Общая жесткость, °Ж	7,0	10,2	7,8	8,42	6,9
Кальций		180	120	134	103,2
Магний	50	14,6	22	21	21,51
Натрий	200	14,97	14,4	9,8	24,27
Калий		1,12	1,37	0,6	1,11
Железо общее	0,3 (1)	14,06	46,56	<0,1	<0,05
Марганец	0,1		0,174	0,034	0,00086
Кремний	10				16,0
Минерализация по сумме солей	1000	743	673	661	634
Химический тип воды		HCO ₃ -SO ₄ -Ca	HCO ₃ -Ca	HCO ₃ -Ca	HCO ₃ -Ca
Специфические компоненты		ОЖ, NH ₄ , Fe _{общ} (47)*	Fe _{общ} (155), Mn (1,7)	ОЖ, NO ₃ (1,4)	Si (1,6), ОЖ

Примечание: в скобках указан Кпдк = С₁/ПДК₁, С₁ – концентрации веществ, ПДК₁ – предельно допустимые концентрации этих веществ.

По химическому составу подземные воды Томского района преимущественно гидрокарбонатно-кальциевые, по pH нейтральные, жесткие, с минерализацией 300 – 743 мг/л. В п. Апрель и п. Ключи другой тип воды – гидрокарбонатная магниевая-кальциевая, по pH слабощелочная, по минерализации воды относятся к маломинерализованным.

Как показывают литературные данные [3], для вод Томского района характерно повышенное содержание железа и марганца. Отмеченная особенность проявляется и в исследуемых водах южной части района. Превышение ПДК для железа выявлено во всех пробах, кроме п. Апрель, и колеблется от 1,5 до 155 раз (п. Аникино). Содержание марганца в подземной воде превышает предельно допустимое в 1,7 – 25 раз (с. Кафтанчиково) и наблюдается в с. Трубачево, Курлеке, Аникино, Кафтанчиково.

Исследуемые воды характеризуются повышенным содержанием кремния, его уровень превышает ПДК для вод питьевого назначения в п. Апрель, Зональный в 1,5 раза. На уровне ПДК его содержание отмечено в п. Басандайка, Кафтанчиково, Ключи и Лучаново. Отмеченный факт является региональной особенностью территории, на которой отобраны пробы воды.

Жесткость воды в среднем около 7 мг-экв/л, из-за высоких содержаний кальция и магния. На исследуемой территории также отмечены воды умеренно жесткие (3,4 мг-экв/л) в с. Курлек и очень жесткие (10,2 мг-экв/л) в с. Коларово. Это может быть связано с наличием постоянной хлоридной и сульфатной жесткостью или техногенным загрязнением [3].

Наряду с этим в исследуемых водах отмечено присутствие органического загрязнения, о чем свидетельствует повышенное содержание нитрат-иона превышающее ПДК в 1,4 раза (колодец п. Геологов), также в воде с. Коларово, Курлек, Аникино, Басандайка, Зональный отмечено повышенное содержание азота аммонийного 1,3 – 2,0 мг/л и величины перманганатной окисляемости 2,1 – 2,9 мгО₂/л, указывающие на поступление в воды органического загрязнения.

Следы техногенного загрязнения в виде тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) было зафиксировано в п. Трубачево. Содержание свинца превышало ПДК в 64 раза, а кадмия – в 212 раза.

Минеральный состав питьевой воды может быть причиной развития специфических заболеваний. Эффект влияния питьевых вод на организм зависит от степени минерализации воды, сочетания солей, а также от исходного состояния организма.

Маломинерализованные воды повышают секреции желудочного сока и его кислотность, вызывают снижение содержания в крови кальция и фосфора. По данным исследований [1], минимальная минерализация должна быть на уровне 100 мг/л, оптимальная – 200 – 500 мг/л.

Установлено, что высокая жесткость воды, обусловленная повышенным содержанием солей кальция и магния, при низких концентрациях фтора, способствует снижению заболеваемости кариесом. Также она ухудшает органолептические свойства, нарушает всасывание жиров в кишечнике, у лиц с чувствительной кожей способствует появлению дерматитов. Длительное употребление жесткой воды ведет к увеличению гинекологических заболеваний у женщин. Однако употребление мягкой воды с низким содержанием кальция и магния может явиться причиной сердечно-сосудистых заболеваний.

Железо относится к числу жизненно важных для человека микроэлементов, участвуя в процессах кроветворения, внутриклеточного обмена и регулирования окислительно-восстановительных процессов. Всемирная Организация Здравоохранения (ВОЗ) не предлагает какой-либо рекомендуемой величины по показанию здоровья, так как нет достаточных данных о негативном воздействии железа на организм человека, в неорганической форме, в которой оно в основном и содержится в воде, железо очень трудно усваиваемый элемент [2]. Железо поступает в воду при его переходе из горных пород, при разрушении минералов, при миграции его в форме гумусовых соединений [3].

Такой важный биогенный элемент как кремний необходим для нормального функционирования соединительной ткани, лёгких, желез внутренней секреции. Недостаток кремния резко ухудшает работу этих органов. Избыток кремния приводит к фиброзу легких, мочекаменной болезни и образованию злокачественных опухолей плевры и брюшной полости. Ежегодная заболеваемость мочекаменной болезнью в Томской области составила 0,5 – 1,8 случаев на 1 тыс. населения. Для сравнения в Новосибирской области 0,13 на 1 тыс. населения. Однако установлено, что в составе почечных камней кремния не обнаружено [1]. Поэтому однозначно утверждать, что кремний приводит к мочекаменной болезни, нельзя, в настоящее время ведутся исследования.

К основным функциям марганца относятся обеспечение механизмов синтеза ферментов, влияние на рост и участие в кроветворении. Повышенное содержание марганца отрицательно влияет на нервную систему, систему кровообращения, на работу поджелудочной железы, провоцирует болезни эндокринной системы, увеличивает онкологические заболевания. Среди тяжелых металлов марганец является одним из наиболее распространенных элементов. Основными источниками его поступления в природные воды являются железомарганцевые руды и некоторые другие минералы, содержащие марганец [3].

Тяжелые металлы, особенно свинец и кадмий, при длительном употреблении ведут к хронической интоксикации. Заболевания, связанные с действием кадмия: гипертония, ишемическая болезнь сердца, почечная недостаточность. Токсическое действие свинца оказывает изменения в центральной нервной системе (головные боли, повышенная утомляемость, раздражительность)[2].

Для улучшения качества подземной воды по органолептическим и химическим показателям необходимо осуществлять ее водоподготовку. В бытовых условиях возможно кипячение и отстаивание воды, либо использование бытовых фильтров с активированным углем.

Литература

1. Волкотруб Л.П., Егоров И.М. Питьевая вода Томска. Гигиенический аспект. – Томск: НТЛ, 2003. – 196 с.
2. Елизарова Т.В., Михайлова Л.А. Гигиена питьевой воды. Учебное пособие. – Чита: ЧГМА, 2007. – 63 с.
3. Попов В.К., Коробкин В.А., Рогов Г.М., Лукашевич О.Д., Галямов Ю.Ю., Юргин Б.И., Золотарева В.В. Формирование и эксплуатация подземных вод Обь-Томского междуречья. – Томск: ТГАСУ, Печатная мануфактура, 2002. – 143 с.

КОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. МЕТОДЫ. РЕЗУЛЬТАТЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ В МАТЕРИАЛАХ КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК (НА ПРИМЕРЕ ПУР-ТАЗОВСКОЙ СТРУКТУРЫ)

В.Г. Житков¹, А.А. Поцелуев¹, В.А. Кринин², В.Н. Устинова¹, Ю.С. Ананьев¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия,

²Сибирский федеральный университет г. Красноярск Россия

Использование материалов современных космических съемок (КС) позволяет получить информацию о геоструктурных особенностях исследуемых площадей, выработать критерии локализации перспективных участков для постановки детальных работ. Этому способствует ряд явных преимуществ материалов КС перед другими методами наземных и аэроисследований. В первую очередь это обзорность, равноазимутальная информативность, отсутствие недостатков выборочных профильных наблюдений, экспрессность, дешевизна, экологичность [1]. Их применение весьма актуально как на новых малоизученных площадях, так и в известных нефтегазоносных районах, детально изученных наземными методами.

Объектом исследований является территория нефтегазоперспективных земель, примыкающая к Ванкорскому месторождению, расположенная в Туруханском районе Красноярского края, на левобережье Большой Хеты [2]. В административном отношении площадь работ охватывает Туруханский район Красноярского края, крайнюю восточную часть Ямало-Ненецкого и юго-западную часть Таймырского АО. Группа месторождений, к которой относят Ванкорское, Лодочное, Тагульское, Сузунское месторождения, в структурно-тектоническом плане входят в состав Большехетской структурной террасы. Прилегающие к Ванкорскому месторождению Западно-Лодочная, Ичемминская, Талая, Ниричарская, Хикиглинская, Ячиндинская структуры находятся в стадии исследований.

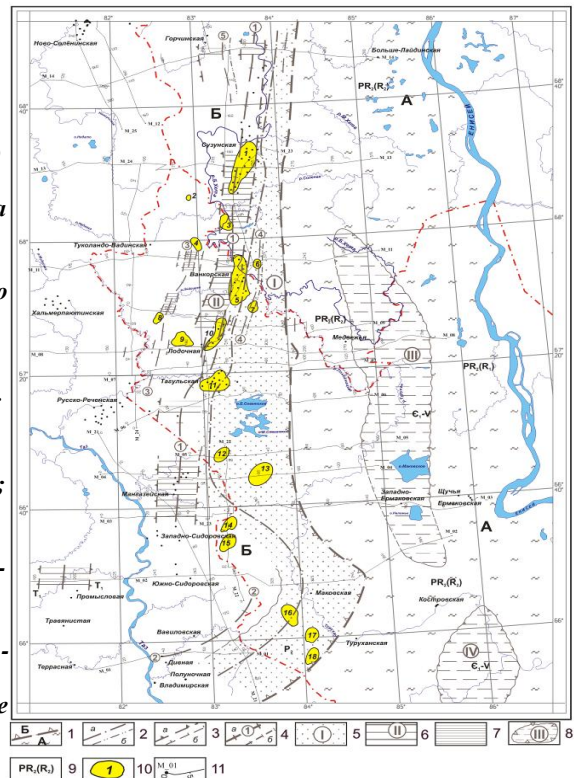
Геологическое строение и нефтегазоносность

В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится на стыке Большехетской структурной террасы и Пендомаяхской впадины, осложняющих северо-восточный борт Надым – Тазовской синеклизы. Геологический разрез, перспективный в нефтегазоносном отношении, представлен отложениями катаплатформенного осадочного чехла. Основной этаж нефтегазоносности образован нижнехетским, яковлевским, долганским продуктивными горизонтами нижнего – верхнего мела. Меньшие перспективы нефтегазоносности связаны с сивовским горизонтом верхней и мальшевским горизонтом средней юры.

**Рис. 1. Тектоническая схема района
Большехетской структурной террасы по данным [2].**

1) Участок приподнятого положения докембрийского складчатого фундамента (граница Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты): А - Изгаро-Туруханский выступ, Б - Худосейский грабен-рифт; 2) Оси синклинариев: а - первого порядка (грабены), б - второго порядка (синклинальные зоны); 3) Границы антиклинорий: а - первого порядка (горсты), б - второго порядка (горстоподобные блоки); 4) Оси антиклинорий: а - первого порядка: 1 - Большехетско-Тагульского горста, 2 - Парусового горста (выступа); б - второго порядка: 3 - Хикигли-Верхнелодочного горстоподобного блока, 4 - Островной антиклинальной зоны, 5 - Пендомаяхского горстоподобного блока; 5-7 Площадь развития: 5) Приенисейского грабена (I); 6) Большехетско-Тагульского горста (II); 7) Хикигли-Верхнелодочного горстоподобного блока; 8) Венд-палеозойские впадины: III - Маковская, IV - Нижнебаихская; 9) Предполагаемый возраст отложений, слагающих тектонические структуры; 10) Локальные поднятия в юрско-меловом чехле: 1 - Сузунское, 2 - Восточно-Чарское, 3 - Ячиндинское, 4 - Хикиглинское, 5 - Ванкорское, 6 - Ниричарское, 7 - Талое, 8 - Западно-Лодочное, 9 - Ичемминское, 10 - Лодочное, 11 - Тагульское, 12 - Чировое, 13 - Советское, 14 - Северо-Полярное, 15 - Полярное, 16 - Глухариное, 17 - Туруханское, 18 - Лебяжье; 11) Региональные сейсмические маршруты

[1]



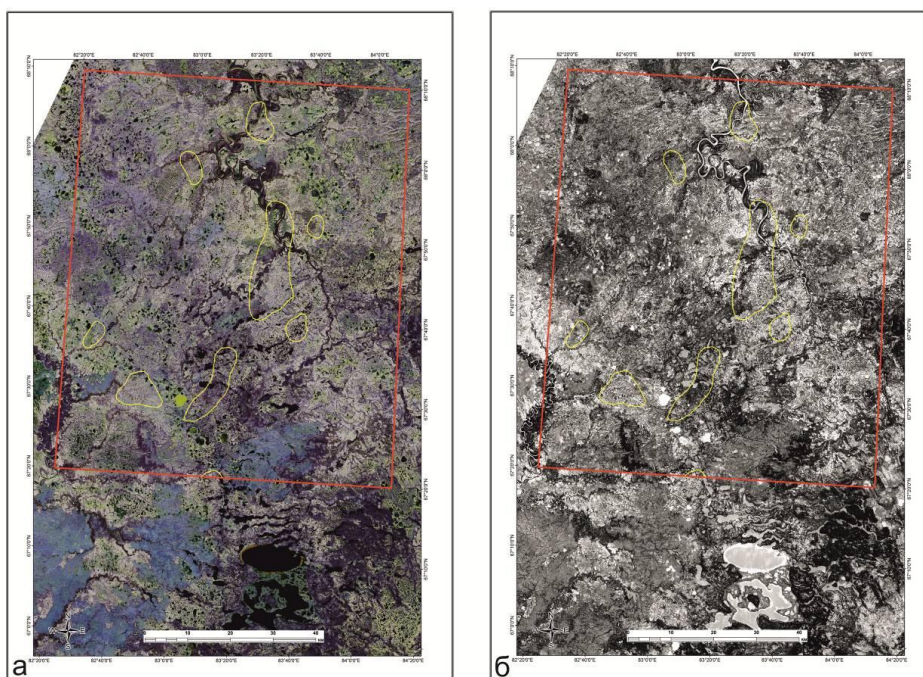


Рис.2 Компоненты дистанционной основы: а) композит по материалам космической съемки Landsat ETM+ (комбинация спектральных диапазонов 0.75-0.90, 0.63-0.69, 0.45-0.52 мкм); б) обработка по методу главных компонент (третья компонента). Явственно видны зоны флюидомиграции северо-западного простирания, нарушенные и смещенные разломами северо-восточной ориентировки.

Красный контур – границы площади исследований; желтые контуры – нефтегазовые месторождения и перспективные структуры

Промышленные запасы нефти и газа рассматриваемой территории сконцентрированы исключительно в ловушках структурного типа, в редких случаях некоторые залежи имеют литологические ограничения за счет замещения песчаников пелитовыми разностями. Все крупные локальные структурные ловушки (Сузунская, Ванкорская, Лодочная, Тагульская) приурочены к структурам первого порядка – Сузунскому и Лодочному валам. Мелкие поднятия, как правило, осложняют восточный борт Пендомаяхской впадины и отражаются в меловом структурно-формационном комплексе (рис. 1).

Методика обработки материалов

В работе использованы материалы мультиспектральных КС Aster и Landsat ETM+. Дополнительно по данным радиолокационной съемки радаром ERS-ENVISAT была создана цифровая модель рельефа.

Обработка, дешифрирование, анализ космоматериалов и моделирование геологических и рудных систем выполнены в соответствии с методическими рекомендациями и подходами [1]. Принципиальная схема работ состояла из:

- формирования массива исходных данных;
- обработки и дешифрирования исходных растровых изображений с использованием алгоритмов классификации, процедур улучшения, комплекса методов фильтрации и передискретизации изображения;
- создания и обработки синтезированного изображения мультиспектральных снимков;
- создания производных растровых изображений с использованием «алгебры карт»;
- корреляционного анализа синтезированных изображений;
- обработки и анализа цифровой модели рельефа;
- совместного анализа растровых изображений и цифровой модели рельефа, дешифрирования с использованием 3D-визуализации и анаглифических (стерео) изображений.

В работе использовались синтезированные изображения с различной комбинацией каналов, что позволило распознать слабоаномальные объекты как линейной, так и дуговой и кольцевой морфологии, а также элементы геологического свойства – разрывные нарушения, флюидопроводящие системы и элементы тектонических деформаций. Из рис. 2 явственно видны зоны «флюидомиграции» северо-западного простирания, нарушенные и смещенные разломами северо-восточной ориентировки.

В итоге анализу и интерпретации в процессе исследований было подвергнуто более 300 изображений.

Результаты и обсуждение

Исследования показывают, что на Большехетской структурной террасе в материалах КС проявлены структуры трех типов: линейной, кольцевой (дуговой) морфологии и площадные.

Среди линейных преобладают структуры субмеридионального, северо-восточного, субширотного простирания, которые соответствуют разрывным нарушениям различного уровня заложения. Субмеридиональные разломы являются наиболее ранними образованиями, определяют положение главных геотектонических структур и, по-видимому, проникают в верхнюю мантию. К этому типу нарушений относится

главная линейная зона, по своему местоположению и ориентировке соответствующая Худосейскому рифту. Зона представлена серией субпараллельных линейментов различной протяженности и имеет ширину выхода на дневную поверхность от 25 до 35 км.

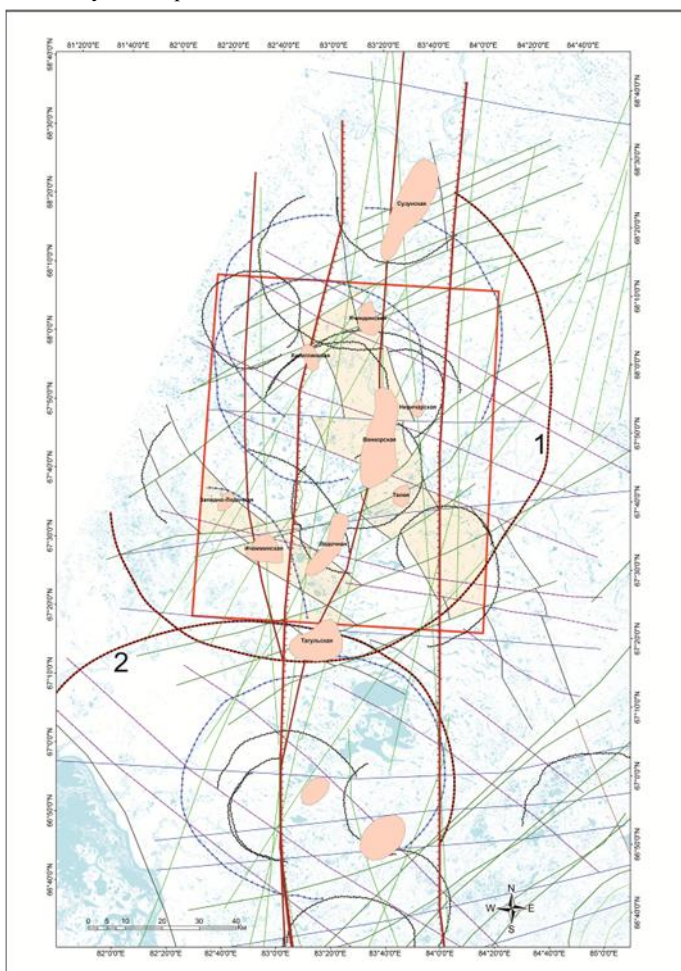


Рис. 3а. Обзорная космоструктурная схема района Большехетской структурной террасы. Условные обозначения см. рис. 3б

центральной части.

Центр Ванкорской кольцевой структуры, также как и кольцевых и дуговых структур более высоких порядков контролируется главной линейментной структурой субмеридионального простирания и ее сателлитными разломами того же направления. Центральная область Ванкорской структуры, которая может рассматриваться в качестве «центра возмущения», располагается в непосредственной близости от Ванкорского месторождения.

Центры кольцевых структур второго порядка с радиусами от 28 до 42 км также лежат в пределах главной зоны со смещением к западу от ее центральной части. Одна из них имеет центр в районе Хикиглинской структуры, центр другой соответствует Ячиндинскому локальному поднятию. Эти структуры характеризуют более слабые «возмущения» и могут содержать, соответственно, более мелкие залежи углеводородов по сравнению с Ванкорским.

Отмечается закономерное расположение кольцевых структур радиусом 7–9 км вдоль субмеридионального шва, проходящего в центральной части главной зоны. При этом, центры данных структур, как правило, смещены к западу относительно самого линеймента на расстояние 3–7 км. Подобное положение занимают структуры этого ранга и по отношению к западному сателлитному шву главной линейментной зоны. Часть этих кольцевых структур вмещает известные месторождения углеводородов и ряд перспективных площадей.

К площадным структурам относятся Северо-Восточная и Юго-Западная зоны «флюидомиграции» (см. рис. 3 а, б). По мнению авторов, формирование этих структур обусловлено проявлением метасоматических процессов, повлиявших на физико-химические свойства пород. Это отразилось в спектротрических характеристиках площадных структур. Зоны имеют северо-западное простирание.

Установлено сателлитное тектоническое нарушение, по-видимому, сингенетичное главной зоне. Оно расположено к западу, имеет субмеридиональное простирание, на юге примыкает к главной зоне, а к северу отклоняется от нее на расстояние до 20 км. В пределах главной зоны отчетливо выделяется крупное тектоническое нарушение, проходящее через западный фланг Ванкорского месторождения.

Субширотные и северо-восточные структуры являются более поздними. Их кинематика устанавливается по смещению границ площадных структур, выявленных на территории исследований и описанных ниже. Амплитуда смещений по разломам северо-восточного простирания достигает 14,5 км. Так, южный фланг Ванкорского месторождения срезан нарушением северо-восточного направления (рис. 3, а, б). Возможно, находящаяся южнее перспективная структура Талая, является реликтом срезанной части залежи Ванкорского месторождения. Субширотные разрывы характеризуются смещениями до 4 км. Структуры северо-западного простирания смещают границы более ранних образований до 7 км.

Выявленные кольцевые и дуговые структуры варьируют от 1 до 83 км по радиусу (см. рис. 3, а, б). Наиболее крупными кольцевыми структурами района являются Ванкорская – радиус 83 км и Чировая – 58 км (см. рис. 3, а). По-существу, вся территория исследований попадает в пределы Ванкорского кольца. Чировая структура располагается южнее и включает одноименное локальное поднятие в своей

Северо-Восточная зона в районе Ванкорского месторождения разворачивается в субмеридиональном направлении. Видимая мощность Северо-Восточной зоны колеблется от 15,8 до 24,6 км. Видимая мощность Юго-Западной зоны лежит в пределах от 9,5 до 13,7 км.

Обе зоны имеют блоковое строение за счет смещений, вызванных поздними нарушениями северо-восточного и субширотного простирания. Амплитуда смещений границ зон колеблется от 1,5 до 17,5 км по нарушениям северо-восточного простирания и от 1,5 до 9,4 км по нарушениям субширотного и северо-западного направления.

В целом, по характеру космоструктурного рисунка (см. рис. 3) исследуемая территория имеет большое сходство с эндогенными системами, дешифрованными и описанными в различных регионах [1]. Основными элементами такого рода структур являются линейные шовные зоны, представляющие собой складчато-разломные тектонические системы, сопровождающиеся повсеместным проявлением метаморфизма различных фаций и метасоматических преобразований вмещающих пород. В гравитационном поле данные процессы отражаются в виде региональных или локальных (в зависимости от масштабности проявления) отрицательных аномалий в центральных областях шовных зон.

На основании сходства космоструктурного рисунка, отражающего строение и закономерности формирования систем, можно предположить и сходство в истории геологического развития исследуемой территории с данными системами.

Полученные космоструктурные данные и основанные на них выводы о закономерностях размещения месторождений углеводородов на исследуемой территории достаточно хорошо коррелируются с региональными моделями и структурными построениями, основанными на геофизических методах [3 – 6].

В заключение можно сделать выводы, что наиболее ранними по возрасту формирования на изучаемой территории являются Северо-Восточная и Юго-Западная зоны «флюидомиграции», связанные, по-видимому, с разломно-складчатыми структурами фундамента, формировавшимися до Худосейской рифтогенной структуры и имеющими северо-западное простирание. Образование данных зон, вероятно, связано с древними разломными системами, являвшимися флюидопроводниками, развитие которых привело к насыщению приразломных областей глубинными компонентами и перераспределению части вещества вмещающих пород.

Следующий этап становления структур района связан с Худосейским рифтом. С данным этапом структурообразования связано, видимо, формирование кольцевых структур разного ранга – как реакции среды на тектонические возмущения вдоль Худосейской рифтогенной системы. Эти же возмущения могли оказать решающее влияние на формирование структурных ловушек и миграцию углеводородов. Худосейский рифт, хотя и формировался на ранних стадиях как структура растяжения, в более позднее время мог испытать сжатие с образованием сопряженной системы разрывных нарушений северо-восточного простирания, по кинематике, вероятнее всего, отвечающих сдвигам и оказавших деформирующее влияние на возникшие в более раннее время структурные ловушки.

Разрывные нарушения субширотного и северо-западного простирания могут быть отнесены к наиболее молодым структурам, поскольку они не образуют мощных зон, а, как правило, выражены отдельными швами.

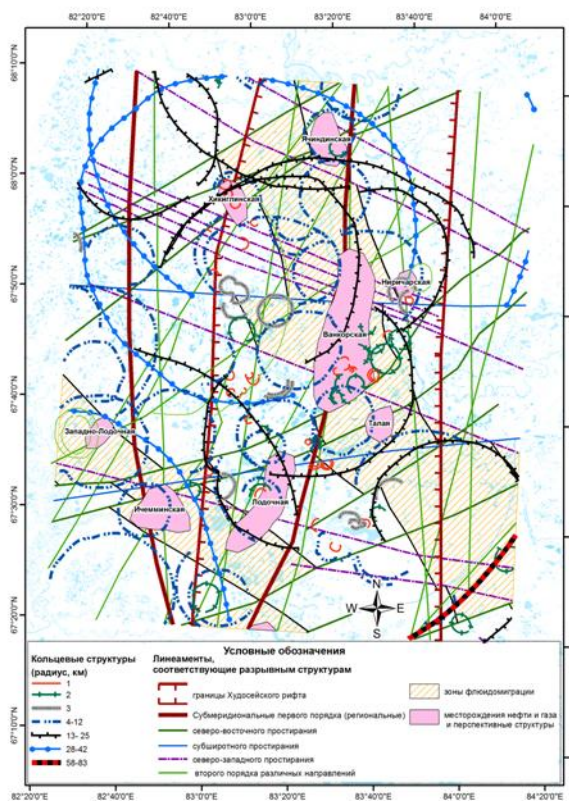


Рис. 3б. Космоструктурная схема района Большехетской структурной террасы.

1-7 – кольцевые структуры, ранжированные по радиусам: 1) 1 км; 2) 2 км; 3) 3 км; 4) 4-12 км; 5) 13-25 км; 6) 28-42 км; 7) 58-83 км (1 – Ванкорская; 2 - Чировая); 8-13 – линейные, соответствующие разрывным структурам: 8) границы «Главной» линейной зоны; 9) субмеридиональные первого порядка (региональные); 10) северо-восточного простирания; 11) субширотного простирания; 12) северо-западного простирания; 13) второго порядка различных направлений; 14) зоны флюидомиграции; 15) нефтегазовые месторождения и перспективные структуры.

В результате дешифрирования и анализа космоструктур района Большехетской структурной террасы было установлено, что все известные месторождения нефти и газа на данной территории имеют вполне закономерную локализацию:

месторождения залегают в пределах зон флюидомиграции (северо-восточной и юго-западной);
объекты нефти и газа лежат в пределах кольцевых структур, иногда нескольких рангов. Наиболее крупное Ванкорское месторождение приурочено к центральной части самой крупной в районе одноименной кольцевой структуры радиусом более 80 км;

все месторождения залегают в пределах главной линеamentной зоны, отвечающей Худосейскому рифту, или на ее сателлитных разломах;

размещение месторождений, в пределах выше обозначенных структур, контролируется поздними нарушениями северо-восточного простирания.

Совокупность полученных данных о приуроченности известных месторождений к выделенным структурам позволяет сформулировать комплекс критериев по локализации новых перспективных площадей в изученном районе.

Литература

1. Поцелуев А.А., Ананьев Ю.С., Житков В.Г., Назаров В.Н. и др. Дистанционные методы геологических исследований, прогнозирования и поиска полезных ископаемых (на примере Рудного Алтая). — Томск: STT, 2007. — 228 с.
2. Кригин В.А. Тектоника фундамента и оценка ресурсов нефти юрско-меловых отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты в пределах Красноярского края // Горные ведомости., 2011. — № 9. — С. 16 – 24.
3. Агульник И.М. Оценка нефтегазоносности структур в условиях Западно-Сибирской низменности с помощью гравиразведки // Прямые поиски нефти и газа геофизическими методами. — М.: Недра, 1971. — С. 48–51.
4. Бененсон В.А. Строение фундамента Западно-Сибирской плиты в свете новой геолого-геофизической информации // Геотектоника., 1986. — № 4. — С. 117–121.
5. Варламов И.П. Постэоценовые тектонические движения Сибирской платформы. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. — М.: Недра, 1977. — С. 95–108.
6. Сурков В.С. Строение грабен-рифтов и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Рифтогенез и нефтегазоносность. — М.: Наука, 1993. — С. 77–84.

ВКЛАД ТОМСКИХ УЧЕНЫХ – ПОЛИТЕХНИКОВ В ОСВОЕНИЕ КОСМОСА

Р.К. Абдулаев

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Фото 1. Алимов Олег Дмитриевич

Многие политехники по праву могут отмечать день Космонавтики как свой профессиональный праздник, ведь своей историей, выпускниками и интеллектуальным ресурсом Томский политехнический университет так плотно включен в дело освоения человечеством внеземного пространства, что причастным к «космическому» празднику может ощущать себя каждый, кто работает и учится в ТПУ.

Вовсе не случайно одним из самых известных советских писателей-фантастов был выпускник Томского технологического института 1930 года Александр Петрович Казанцев, описывавший в своих произведениях путешествия в космос задолго до гагаринского полета. Можно также вспомнить Виктора Колупаева, Александра Рубана, Александра Богдана.

Профессор и выпускник ТТИ и МАИ Александр Васильевич Квасников стоял у истоков отечественного ракетостроения, был знаком с Константином Циолковским, работал с Фридрихом Цандером, Сергеем Королевым, Владимиром Челомеем, возглавлял первую в мире кафедру космических двигателей в Московском авиационном институте.

Светла и трагична судьба другого питомца Томского политехнического, стоявшего у истоков первых запусков космических ракет, Александра Ивановича Носова. Выпускник ТТИ 1941 года, в 1955-м он был назначен заместителем начальника 5-го научно-исследовательского полигона Министерства обороны СССР (так назывался будущий космодром «Байконур») по испытательным и научно-исследовательским работам.

Носов был участником и техническим руководителем запуска первого в мире искусственного спутника Земли в 1957 году, всех производимых тогда экспериментальных запусков разрабатываемых боевых и исследовательских баллистических ракет. В декабре 1957 года за успешное выполнение «специального задания Советского правительства» ему было присвоено звание Героя Социалистического труда. В ноябре 1960 года, всего за полгода до гагаринского полета, Александр Носов трагически погиб во время испытания ракеты Р-16.

Нельзя не вспомнить о разработчике устройства для забора лунного грунта автоматической станции «Луна-24» Олеге Дмитриевиче Алимове



Фото 2. ЛУНА-24

(Фото 1.). «Луна-24», осуществившая свою миссию в 1976 году, была не первой советской станцией, которой удалось долететь до Луны и отправить на Землю образцы лунного грунта. До нее были «Луна-16» и «Луна-20». Задача, поставленная перед Алимовым и его группой, была не из простых – бур должен взять образцы грунта с глубины не менее двух метров. Все предшественники привозили, в основном, поверхностный лунный грунт – реголит. У «Луны-16» получилось продвинуться лишь на 35 сантиметров. Алимов со своими коллегами



а

б

Фото 3. Лунный грунт
(а- Реголит, б- Лунный базальт)

превосходно справился с проблемой, создав оригинальную и надежную конструкцию заборного устройства (Фото 4.), в которой, в частности, впервые была опробована смена режимов бурения: до глубины в 120 сантиметров использовался режим вращательного бурения, а затем установка переходила на ударно-вращательный режим. Номинальное погружение буровой колонки составило 225 сантиметров (Фото 2.). На Землю были доставлены образцы лунного грунта массой 170 грамм (Фото 3.). За выполнение важной государственной задачи группа разработчиков космического бура во главе с О.Д. Алимовым была удостоена Государственной премии СССР. Позже Олег Дмитриевич участвовал в создании подобных устройств для других советских межпланетных станций – «Венера» и «Вега».

Также близки к изучению космоса имена двух выдающихся руководителей производства, выпускников ТПИ: Виктора Кирилловича Гупалова, 30 лет возглавлявшего «Красмаш» (флагман отечественной промышленности по созданию баллистических ракет), и Альберта Гавриловича Козлова, многолетнего директора и генерального конструктора НПО имени М.Ф. Решетнева (ныне ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнева) – ведущего разработчика и производителя космических аппаратов и спутниковых систем.

Выпускники Томского политехнического возглавляли томские предприятия, работавшие на космос: директора Томского приборного завода Анатолий Кузьмич Мартынов и Александр Петрович Кулешов, директор Томского электротехнического завода Аркадий Николаевич Лойко, директор и генеральный конструктор НПЦ «Полус» Александр Иванович Чернышев.

Их традиции продолжает сегодня еще один политехник, генеральный директор и генеральный конструктор НПО им. С.А. Лавочкина Виктор Владимирович Хартов, того самого НПО, которое создавало советские «луноходы», автоматические космические станции «Луна», «Венера» и «Вега» (Фото 5.).

Однако кроме подготовки кадров Томский политехнический университет с первых лет освоения космического пространства активно занимался различными исследованиями и разработками по этой теме. Еще в конце 60-х физики-ядерщики ТПИ создали лабораторию с несколько несерьезным названием, но для очень ответственного дела. Речь идет о лаборатории ДИМА – «Действия излучения на материалы» (впоследствии ДИМА трансформируется в Лабораторию радиационного и космического материаловедения ТПУ). В начале 70-х сотрудниками кафедры гироскопических приборов и устройств выполнен заказ на создание моделирующего стенда, предназначенного для исследования и испытания систем управления искусственных спутников Земли и космических станций.

Вскоре кафедра (с 1992 года – точного приборостроения) станет признанным научно-образовательным центром по разработке опытных стендов и комплексов для нужд производителей космических аппаратов. Работы для космоса выполнялись учеными других кафедр Томского политехнического – электрооборудования летательных аппаратов, автоматики и компьютерных систем, интегрированных компьютерных систем



А. К. Мартынов

А. Н. Лойко

О. Д. Алимов

В. В. Хартов



А. Н. Кулешов

А. С. Козлов

А. П. Казанцев

А. И. Чернышев

Фото 5. Выпускники ТПУ – сотрудники предприятий космической отрасли



Фото 4. Контейнер с грунтом Луны

управления, промышленной и медицинской электроники, электропривода и электрооборудования. Опыт, накопленный в ТПУ в области разработок приборов для космической отрасли, вылился в 2010 году в создание научно-образовательного центра «Космическое приборостроение».

Сегодня наработки ученых ТПУ востребованы многими предприятиями, работающими на космос. Они активно внедряются, модернизируются. Разработанные политехниками уникальные технологии и установки для нанесения плазменных

терморегулирующих покрытий на поверхность космических аппаратов для защиты от излучения Солнца используются в ОАО «Информационные спутниковые системы» им. академика М.Ф. Решетнева.

На этом предприятии введен специальный участок по нанесению подобных покрытий на основе 6 технологических комплексов, изготовленных в ТПУ. Спутники ГЛОНАСС бороздят просторы Вселенной с нашим терморегулирующим покрытием. В ТПУ функционирует Центр испытаний летных партий электронных компонентов космических аппаратов на воздействие дозы протонного излучения космического пространства.

Это далеко не исчерпывающий перечень всего того, что политехники могут предложить создателям ракетно-космической техники. Но университету есть, к чему стремиться. Есть, на кого опереться. Есть, чем гордиться.

Сегодня вуз продолжает способствовать развитию космической отрасли. В начале нынешней весны представители двух кафедр Института кибернетики ТПУ, где обучают конструкторов и технологов современного автоматизированного производства, подписали договор с ОАО «Информационные спутниковые системы» им. М.Ф. Решетнева» о совместной подготовке кадров.

Томский политехнический университет в настоящее время готов создать свой малый космический аппарат. Эту идею озвучил ректор Томского политехнического университета Пётр Савельевич Чубик еще в 2011 году – в юбилейный год полета первого человека в космос. Реализация этой идеи в настоящее время подкрепляется тем, что Роскосмос подписал соглашение с ведущими российскими вузами о подготовке, переподготовке и повышении квалификации специалистов ракетно-космической промышленности, и руководитель Роскосмоса В.А. Поповкин заявил: «Если какой-то вуз сделает спутник, мы его выведем бесплатно в качестве попутной нагрузки. Это наша принципиальная позиция».

Литература

1. «В стремлении к звездам» // Газета «За Кадры», №6 (3388) 2013 г., — С. 3
2. Алимов Олег Дмитриевич. Электронная библиотека ТПУ. URL: http://wiki.tpu.ru/wiki/Алимов_Олег_Дмитриевич
3. Томские изобретения. Томск для космоса. Томск и космос. URL: <http://idea5.westsib.ru/cosmos>
4. Давайте осваивать космос вместе: Новости ТПУ. URL: http://news.tpu.ru/actual/2013/04/04/19218-davayte_osvaivat_kosmos_vmeste.html

ВАНКОРСКИЙ МЕТЕОРИТ И ЕГО ЗАГАДКА

С.Н. Аксенов, Н.Ф. Столбова

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

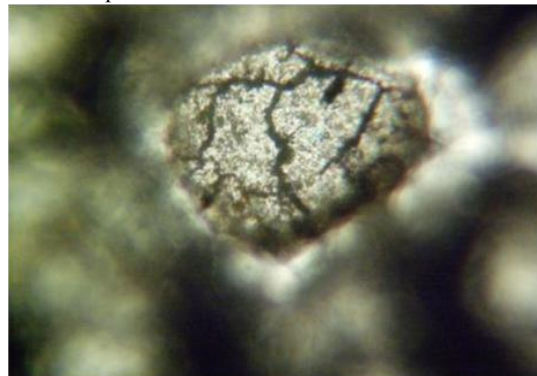
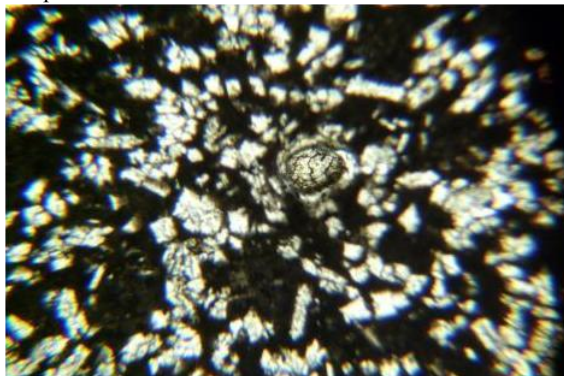
В ходе выполнения научно-исследовательских литолого-геохимических работ на одном из нефтяных месторождений Красноярского края был найден метеорит. Он был извлечен из керна скважины Северо-Ванкорская-1 с глубины 1001м. Метеорит находился в песчаниках на границе верхнего и нижнего отделов меловой системы. Возраст этих отложений составляет 97 млн. лет.

Метеорит был обрезан буровым инструментом и имел диаметр около 70 мм. Высота была равной 35 мм, объем ~ 40см³, вес составлял ~ 150 грамм, удельный вес – 3,8г/см³. Его твердость соответствовала 7-8 единицам по шкале Мооса. Магнитность, замеренная на магнитометре, имела величину $\alpha = 26,9 * 10^{-5}$ ед.си [2].

Метеорит был покрыт черной блестящей корочкой, которая, возможно, представляет собой сплав материи метеорита с углеродистым веществом.

Также метеорит достаточно детально изучен в лабораториях Национального исследовательского Томского политехнического университета [1,2].

Было изготовлено четыре петрографических шлифа и один аншлиф. Все они изучены под микроскопами системы Полам - Л 213 М и под люминесцентным микроскопом МикМед-2.



а

б

Рис.1 Фотографии сферического включения, имеющего растрескавшийся вид и представляющий собой оливиную хондру. Увеличение объектива: а- х20; б-х40.

Исследование шлифов под микроскопом в поляризованном проходящем свете обнаружило в основном однородное сложение кристаллического вещества в аморфном агрегате. В одном из шлифов было выявлено мелкое черное включение. Попытки его удалить не увенчались успехом. При различных увеличениях микроскопа (x10, x25) оно обнаружило сферическую форму, более высокой, чем у основной массы метеорита, показатель преломления (~2,0), а также металловидный блеск и несколько буроватый оттенок окраски. Интересной оказалась поверхность этой частицы – она имеет вид растрескавшейся остывшей корочки (рис. 1а, 1б). Включение представляет собой хондру. Хондра была встречена в другом шлифе. Она представляет собой округлое четко сферическое выделение, размером ~1,5мм. Сложена она кристаллами оливина, близко прилегающими друг к другу. Кристаллы короткопризматические, близкие к округлым по очертаниям зерен. Они имеют едва заметную спайность и силу двойного лучепреломления ~0,035.

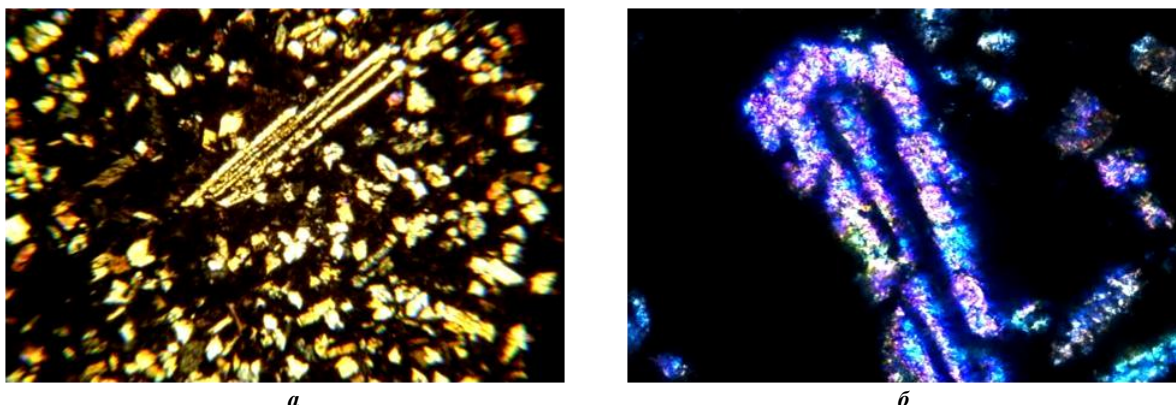


Рис.2 Фотографии порфировых выделений в шлифе. Видны зональные пустоты в продольных сечениях кристалла (а). Хорошо просматривается скелетное строение кристаллов (б).

Основная часть метеорита имеет мелкокристаллическое строение на фоне темной непрозрачной массы аморфного вещества. Прозрачные кристаллы имеют удлиненные формы и достигают 2 мм. Обращает на себя внимание ориентированное расположение призматических форм и своеобразное зазубренное строение призматических граней минералов. Просматривается тенденция ориентировки кристаллов от нижней части метеорита к верхней.

В шлифах видны и более крупные порфировидные выделения кристаллов (рис. 2а, б). Хорошо просматривается зональное внутреннее строение, наличие полостей внутри кристаллов (рис. 2б) и внешние зазубренные скелетные очертания (рис. 2а).

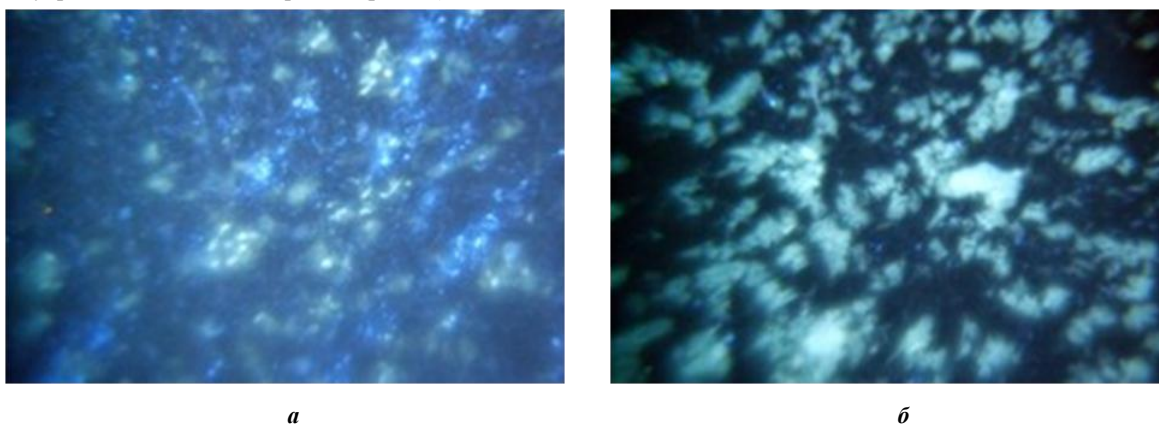


Рис.3 Особенности свечения метеорита в ультрафиолетовых лучах света под люминесцентным микроскопом.

Особенности строения и состава углеродистой корочки не были завершены, зато исследования метеорита под люминесцентным микроскопом Мик-Мед-2 обнаружили своеобразное и интенсивное свечение в ультрафиолетовом свете (рис. 3а, б). Свечение обнаруживает неоднородное пятнистое распространение люминесцирующего вещества. При этом видны разные цветовые эффекты: яркие желтые четкие, обрамляющие их буроватые расплывающиеся и принадлежащие основной массе. Природа их пока не выяснена и требует дополнительных исследований. Возможно они прольют свет на связь углеродистого вещества с особенностями свечения, и возможные переходы к живому углеродистому органическому веществу.

Диагностика минералов осуществлялась рентгеноструктурным методом анализа. В результате такого анализа были выявлены следующие их представители (табл. 1).

Анализ метеорита на электронном микроскопе подтвердил присутствие оливина (фаялит Fe_2SiO_4), моноклинных пироксенов – диопсида $\text{Ca,Mg}(\text{Si}_2\text{O}_6)$, авгита $\text{Ca}(\text{Mg,Al,Fe})\text{Si}_2\text{O}_6$ наблюдаемых в петрографических

шлифах, а так же обнаружил ряд других минералов, часто встречаемых в метеоритах: ессенит щелочной $(Ca,Na)(Fe,Mn,Zn)Si_2O_6$, треворит $NiFe_2O_4$, бунзенит NiO , саркопсид $Fe_3(PO_4)_2$, ферросилит $Fe_2+2[Si_2O_6]$, марказит FeS_2 .

Результаты рентгенофлуоресцентного метода анализа показали высокие концентрации железа в образце – $33,43 \pm 0,68\%$, повышенные содержания кальция – $7,19 \pm 0,17\%$, серы – $2,59 \pm 0,51\%$, калия $2,13 \pm 0,11\%$, примесь титана – $0,37\%$, марганца – $0,11\%$, а так же следы хрома, меди, стронция, бария, сурьмы, свинца, циркона, рубидия, серебра, палладия (элементы, расположены в порядке убывания их содержания в пробе).

Таблица 1

Результаты рентгено-структурного анализа

Основная фаза	Примеси	
	значительные	второстепенные
фаялит, хромит	диопсид, авгит, ессенит, треворит	бунзенит, саркопсид, ферросилит, марказит

В целом проведенное изучение метеорита, дает представление о его петрографических, минеральных и элементных особенностях. В то же время оно требует детализации исследований отдельных минеральных компонентов и основной вмещающей массы метеорита. Современное техническое состояние аналитической базы позволяет их продолжить.

Ниже приведены публикации, использованные в процессе выполнения работы.

По химическому составу изучений метеорит соответствует каменным, но с повышенным содержанием железа и пониженным количеством Si, Mg.

Анализ литературы по метеоритам, показал, что работ, в которых описывается минералого-петрографические особенности метеоритов не много, а сами метеориты настолько уникальны, что найти подобные не удалось.

Сам факт обнаружения Ванкорского метеорита представляет собой почти невероятную сверхудачу-поймать буровым снарядом крохотное тело метеорита в толще осадочной породы и на глубине почти 1001 м от современной поверхности. Приведенные данные по минералогическому составу, а также по составу элементов-примесей подтверждает их неземное происхождение, отвечающее первичному веществу Солнечной системы. Ванкорский метеорит, исходя из совокупности приведенных исследований (петрографических, рентгенофлуоресцентных, магнитометрических и др.), должен быть отнесен к подклассу углистых хондритов. Происхождение метеорита можно связать с кометами или с поясом астероидов, с его внешним кольцом, где сосредоточена их основная масса и откуда поступают на Землю большинство углистых хондритов.

Литература

1. Столбова Н.Ф., Сиротин В.И. Ванкорский метеорит//Вестник Воронежского государственного университета — Воронеж, — 2012. — 259 с.
2. Сиротин В. И. Сравнительная планетология / В. И. Сиротин // Труды НИИ Геологии ВГУ. — Воронеж: Воронежский государственный университет, 2006. – Вып. 36. – 161 с.
3. Мейсон Б. Метеориты. — М.: Издательство “Мир”, 1965. — 306 с.
4. Соботович Э.В., Семенов В.П. Вещество метеоритов. — Киев.: "Наукова думка", 1984 — 191 с.
5. Симоненко А.Н. Метеориты — осколки астероидов. — М.: “Наука” Гл. редакция физ — мат. Литературы., 1979. — 224 с.

ЗАГАДКА ТУНГУССКОГО ФЕНОМЕНА

М.А. Белякина

Научные руководители доцент Л.Г. Ананьева, доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Больше ста лет прошло с момента, когда люди впервые заговорили про явление, названное впоследствии Тунгусским взрывом. Первое официальное упоминание о Тунгусском метеорите появилось вскоре после его падения: «№ 2979 19 июня 1908 г. 17-ого минувшего июня, в 7 ч. утра над селом Кожемским (на Ангаре) с юга по направлению к северу, при ясной погоде, высоко в небесном пространстве пролетел громадных размеров аэролит, который, разрядившись, произвел ряд звуков, подобных выстрелам из орудий, а затем исчез. Енисейский уездный исправник И.К. Солонина» [3]. Взрыв произошел в районе р. Подкаменная Тунгуска 17 (30) июня 1908 года. Мощность взрыва оценивается в 40 – 50 мегатонн, что соответствует энергии самой мощной водородной бомбы, или 1-2 тысячам атомных бомб, одновременно взорванных над Хиросимой. Образовалась воронка в несколько десятков километров. Площадь вывола составила 2150 км². Лес в районе падения был повален в радиусе нескольких десятков километров радиально в стороны от центра взрыва, деревья были обгорелыми, в центре взрыва сожжены. Воспламенение леса произошло на площади 300 км². Пламя было сбито взрывной волной. В процессе химических реакций, в эпицентре создалась анаэробная атмосфера не способствующая дальнейшему горению первоначального пожара. Затем пожар носил локальный характер. В 1992 г. московской группой (рук. В. А. Ромейко) обнаружены необычные повреждения у катастрофных деревьев

предположительно электрической природы [5]. В течении нескольких десятков лет на месте взрыва ничего не росло. Лес так и оставался лежать «мертвым» и поваленный десятки лет (Фото 1.). Сила взрыва была настолько мощной, что свечение от него дошло до Санкт –Петербурга, где и было зафиксировано. Взрыв сопровождался мощными полярными сияниями, наблюдавшимися на значительной территории Северного полушария от Аляски до Петербурга. Кроме того взрыв был записан сейсмоприборами как землетрясение, воздушные волны которого дошли до Европы, обогнув весь земной шар. Через пять минут после взрыва Тунгусского метеорита было отмечено магнитное возмущение, длившееся около 5 часов и достигло по амплитуде 20 гамм. Амплитуда возмущений при взрыве в 1,5 раза больше чем при ядерных взрывах. Акустические явления распространились на площади свыше одного миллиона км² с радиусом около 800 км. Так что же это за феномен, произошедший в глухой сибирской тайге в начале прошлого столетия?

Несмотря на то, что прошло много времени, точных данных о разгадке Тунгусского феномена до сих пор нет. Ученые не могут точно сказать, был ли это метеорит, комета или другое тело космического происхождения. Точно известно только одно, что «падение Тунгусского метеорита произошло 30 июня 1908 года. Всё остальное до сих пор является предметом бесконечных дискуссий и споров» [4]. Причин для этого немало, а самая главная из них – до настоящего времени так и не было обнаружено ни одного крупного осколка Тунгусского метеорита.

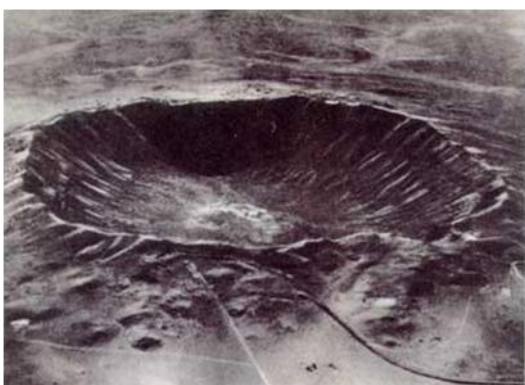


Фото 1. Место взрыва Тунгусского метеорита

Поисками метеоритных остатков в районе падения «Тунгусского метеорита» занималось немало людей. Первая экспедиция, была организована С.В. Обручевым (сыном академика В. А. Обручева) в 1924 году. В ходе неё было установлено примерное место падения метеорита, собраны рассказы некоторых очевидцев. Обручев описал последствия падения метеорита – радиально поваленный лес, но следов метеорита не нашел, хотя был уверен, что они существуют. В описании маршрутов С.В. Обручева есть такие слова: «...метеорит 1908 года должен быть очень больших размеров, значительно превышающих имеющиеся в наших музеях экземпляры. Поэтому его нахождение и доставка в Ленинград является чрезвычайно важной» [5]. Следующие четыре экспедиции были предприняты Л.А. Куликом при поддержке академиков В. И. Вернадского и А. Ч. Ферсмана в период с 1921 по 1939 год (Фото 2.). Они были направлены на поиски железо-никелевых останков типичного кратерообразующего метеорита. Но, к сожалению, эти экспедиции также не принесли результатов в поиске такого рода метеоритного материала. В итоге, Кулик согласился с мнением ещё одного исследователя Тунгусского феномена Е.Л. Кринова, что «метеоритные кратеры, образованные огромными глыбами никелистого железа, погружены на дне непроходимого болота», которое находится в месте предполагаемого падения [2]. Великая Отечественная война 1941-1945 гг. прервала экспедиции Л. А. Кулика по исследованию Тунгусского метеорита. Крупный ученый Л. А. Кулик ушел добровольцем на фронт. В бою в бессознательном состоянии попал в фашистский концлагерь, где участвовал в сопротивлении, спас не одного заключенного ценою своей жизни, был сожжен фашистами. После смерти Л.А. Кулика и после окончания войны, дело шло к постепенному угасанию научного интереса к Тунгусскому феномену. Страна поднималась из руин, восстанавливалась после войны. Но в 1946 году писатель-фантаст А.П. Казанцев опубликовал рассказ-гипотезу «Взрыв», в которой «в художественной форме высказал предположение о том, что Тунгусский метеорит являлся инопланетным кораблём, взорвавшимся при вхождении в атмосферу» [1]. Но, несмотря на фантастический характер рассказа, именно в нем впервые прозвучала мысль о том, что Тунгусский метеорит не достиг поверхности Земли, а взорвался в воздухе. В 1958 году Комитет по метеоритам СССР решил опровергнуть различные гипотезы об инопланетном корабле. На базе научных учреждений Томска и Новосибирска сформировалась общественно-научная организация, получившая название Комплексной самодеятельной научной экспедиции [5]. В ней работали ученые и аспиранты Томских и Новосибирских ВУЗов: В.К. Журавлев, Д.В. Демин, Б.И. Вронский, Г.М. Иванова и другие. В 1960 году вторая самодеятельная экспедиция подтвердила взрыв метеорита в воздухе и отсутствие в районе метеоритных кратеров. С тех пор ежегодно, каждое лето, такого рода экспедиции работают в районе Тунгусской катастрофы. В течение 35 лет они собрали огромный по количеству материал, относящийся к Тунгусской катастрофе, опубликованный в журнальных статьях и сборниках. Согласно расчетам академика астрофизики В. Г. Фессенкова, масса Тунгусской кометы равнялась приблизительно 1 млн. тонн, а суммарная масса вещества, выявленная в эпицентре взрыва на площади 150000 км² составила около 1,5-2,0 тонн [3].

В пробах грунта, взятых В. А. Ромейко и Г. А. Сальниковой в эпицентре Тунгусской катастрофы, Е. В. Дмитриев обнаружил большое количество кометных частиц – стримергласов и субтектитов, что говорит о массовом выпадении вещества Тунгусского метеорита и его эруптивной кометной природе [2,3].

Группа американских ученых во главе с Р. Турко проанализировала влияние полета Тунгусского тела на атмосферу Земли. В результате обнаружено, что после его пролета был нарушен озоновый слой земной атмосферы. По наблюдениям обсерватории Маун-Вилсон в Калифорнии в 1909 году концентрация озона составляла лишь 81% нормальной. И лишь в 1911 году она восстановилась до нормы. Американские ученые высказали предположение, что пролет Тунгусского тела при пролете сквозь земную атмосферу должен был привести к образованию в ней окислов азота, особенно двуокиси азота NO. Общая масса образовавшихся окислов азота должна была составить 30 миллионов тонн, то есть в 6 раз больше массы самого Тунгусского тела, которую они оценили в 5 миллионов тонн. Окись азота, формируясь первой в хвосте ударной волны Тунгусского тела за счет прямого объединения атомов кислорода и азота при высокой температуре и реагируя затем с озоном, отнимала у него атом кислорода, окисляясь за его счет до двуокиси азота. Именно этот процесс привел к нарушению озонового слоя [3].

На данный момент наука в отношении Тунгусской катастрофы вернулась к позиции конца 1950-х годов, а именно преобладание неопределенности, и это вполне объяснимо: более 100 лет исследований Тунгусского феномена породили огромное количество различных теорий: от самых фантастических до вполне реальных. Но всё-таки из сотен предположений на данный момент чаще всего звучат три гипотезы.

Одной из рассматриваемых гипотез является то, что Тунгусский феномен – это астероид, который взорвался, не достигнув поверхности Земли. Эта гипотеза объясняет отсутствие остатков метеорита и метеоритных кратеров. Существуют различные предположения относительно состава этого астероида

Одной из них являлся – железо-никелевый состав астероида. Так ещё в 1920-х годах прошлого века Л.А. Кулик обнаружил «в глинах 0,5 кг голубоватого полупрозрачного стекла, давшего при анализе следы никеля» [2]. Правда попытка отыскать следы находки Л.А. Кулика через некоторое время не дала результатов.

Кроме того, в доказательство этой теории можно привести результаты многочисленных исследований торфа и почв [4]. Например, в 1966 году в Томске были проведены исследования проб почв, взятых с предполагаемого места падения метеорита, одна из которых вызвала интерес. А.И. Курочкиной была обнаружена частица черного цвета, эллипсоидной формы, размером около 1,5 мм. «Зерно немагнитное, твердое, с раковистым изломом, стекляннм блеском. Скорлуповатое строение его создает впечатление оплавленности. «Черная капля» по своему составу однородна, в состав входят: железо, кальций, калий, натрий, хром, алюминий, кремний, магний» Не исключено, что эта частица имеет внеземное происхождение, однако это положение не является доказанным, вполне возможно, что это одна из разновидностей естественного вулканического стекла [5]. Также, уже в XXI веке итальянские ученые, проведя электронно-микроскопические исследования смолы, взятой из пораженных ветвей сосен в районе Тунгусского метеорита. Обнаружили в ней микроскопические частицы неправильной формы. Анализ на элементный состав показал присутствие в них меди, хрома, бария, золота, кальция, железа, кремния. Пик числа таких частиц приходится на 1908 год. Правда, эти частицы могут быть как остатками метеорита, так и частицами вулканических горных пород [3].

Другое предположение, что состав астероида был – каменный. Однако в противовес этой теории возникают вполне обоснованные вопросы: «Где остатки астероида, и, если они расплавились и испарились, то куда исчезло огромное облако силикатного аэрозоля, которое непременно должно было образоваться вследствие такого катаклизма?» [1].

Следующее предположение - газовый состав астероида. Астероид состоял из замерзших газов, загрязненных тугоплавкой космической пылью. Но эта теория была скоро опровергнута, так как по предположению ученых такой астероид не смог бы достигнуть поверхности Земли, сгорев в атмосфере.

Согласно второй гипотезе Тунгусский феномен - это пылевое облако, с которым столкнулась Земля. Гипотеза выдвигалась трижды. Ф. де Руа (Франция) в 1908 г. предположил, что 30 июня 1908 г. Земля столкнулась с облаком космической пыли. В 1932 г. аналогичную версию высказал В.И. Вернадский. В 1961 г. биофизик Г.Ф. Плеханов – основатель движения Комплексных самостоятельных экспедиций – трансформировал эту версию. По мнению Плеханова, Земля пересекла облако межзвёздного вещества, результатом чего стал Тунгусский феномен [3, 5].

Третья распространённая гипотеза предполагает, что Тунгусский феномен - это космический корабль, который взорвался при подлете к поверхности Земли. В 2001 году были отобраны почвенно-торфяные пробы грунта, в результате чего были найдены частицы, вероятно техногенного происхождения: похожая на стружку



Фото 2. Участники экспедиции Кулика на раскопках Суловской воронки.

В 1921 году, при поддержке академиков В. И. Вернадского и А. Е. Ферсмана, учёными-минерологами Л. А. Куликом и П. Л. Дравертом была организована первая советская экспедиция для исследования Тунгусского метеорита.

алюминиевая пластинка и трехгранная пирамидка из чистого титана с небольшой примесью радия. Эти данные породили теорию о том, что вторжение кометного ядра было пресечено ракетой внеземного происхождения [3].

Сегодня ученые по-прежнему пытаются разгадать тайну Тунгусского феномена. Основной объем работ в настоящее время направлен на исследование торфа и грунтов с места падения Тунгусского метеорита, изучение деревьев (выявление примесей по анализу годичных колец деревьев и смолы), а также анализ пыли и магнитных шариков – микросферул. Таким образом, на сегодня нет достоверных сведений о Тунгусском взрыве, именно взрыве, так как нет данных о том, чем являлось космическое тело: метеоритом, кометой или нечто совсем иным. Более 100 лет исследований породили множество различных гипотез, теорий и догадок, относящихся к месту и объекту Тунгусского взрыва. Возможно, мы когда-нибудь разгадаем тайну этого феномена, но, скорее всего, «Тунгусский метеорит» еще надолго останется неразгаданным явлением.

Литература

1. Васильев Н.В. Тунгусский метеорит. Космический феномен лета 1908 г. – Москва: Русская панорама, 2004. – 359 с.
2. Дмитриев Е.В. Тунгусский метеорит – обломок ядра эруптивной кометы. Сайт: <http://www.meteorite.narod.ru/proba/komet/01Vestn.htm>.
3. Журавлев В.К. Сто лет Тунгусской проблеме. Новые подходы. – Москва: Бинум, 2008. – 447 с.
4. Журавлев В.К., Демин Д.В., Вронский Б.И., Иванова Г.М. Результаты шлихового опробования и спектрального анализа почв из района падения Тунгусского метеорита // Вопросы метеоритики проблема Тунгусского метеорита. – Томск: Издательство Томского университета, 1976. – 176 с.
5. Коханов К.В. Тунгусский метеорит 1908-1962 – история поисков. – Москва: САИП, 2009. – 448 с.

ГЕЛИЙ-3 – ЭТО ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО Донг Ван Хоанг

Научный руководитель: доцент Т. А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гигантские объёмы разнообразных ресурсов, начиная от воды и газов и заканчивая металлами, обнаруженные на Луне и далее вглубь космоса, заставляют государства и частный бизнес начать прощупывание нетвёрдой юридической почвы для новой деятельности по разведке, добыче и доставке на Землю этих минеральных богатств. На Луне и в атмосферах таких планет, как Юпитер, обнаружены огромные количества изотопа гелий-3, который потенциально интересен в качестве основного топлива для ядерного синтеза.

Гелий-3, это самый лёгкий из изотопов гелия, один из двух его стабильных изотопов, в ядре атомов которого в отличие от обычного гелия один нейтрон, а не два. Он используется очень широко в науке. Он нам более известен как ядерное топливо. Реакция ${}^3\text{He} + \text{D} \rightarrow {}^4\text{He} + \text{p}$ имеет ряд преимуществ по сравнению с наиболее достижимой в земных условиях дейтериево-тритиевой реакцией $\text{T} + \text{D} \rightarrow {}^4\text{He} + \text{n}$ [1]. К этим преимуществам относятся:

- В десятки раз более низкий поток нейтронов из зоны реакции, что резко уменьшает наведённую радиоактивность и деградацию конструкционных материалов реактора;
- Получаемые протоны, в отличие от нейтронов, легко улавливаются и могут быть использованы для дополнительной генерации электроэнергии, например, в МГД-генераторе;
- Исходные материалы для синтеза неактивны и их хранение не требует особых мер предосторожности;
- При аварии реактора с разгерметизацией активной зоны радиоактивность выброса близка к нулю [2].

В настоящее время гелий-3 не добывается из природных источников, а создаётся искусственно, при распаде трития. На Земле его добывают в очень небольших количествах, исчисляемых несколькими десятками граммов за год. На Земле же этот изотоп практически отсутствует, в недрах планеты его не более нескольких сотен килограммов. Источником гелия служат нефти и гелионосные природные газы, в которых содержание гелия достигает 2—3%, а в редких случаях и 8—10% по объёму [3].

Гелий-3, по мнению ученых, - самый перспективный источник энергии, его запасы в верхних слоях поверхности Луны достигают около 500 млн. тонн, что может полностью обеспечить земную энергетику на срок более 1000 лет. Гелий-3 на Луну в течение миллиардов лет приносил солнечный ветер. Отсутствие атмосферы на Луне позволяет сохраниться большому количеству гелия-3, в то время как на Земле его исчезающе мало. Ученые узнали о его существовании на Луне, проводя анализы грунта, доставленного со спутника Земли советскими автоматическими станциями. Кроме Луны, гелий-3 можно найти в плотных атмосферах планет-гигантов, и, по теоретическим оценкам, запасы его только на Юпитере составляют 1020 т, чего хватило бы для энергетики Земли до скончания времен [3, 4].

Реголит покрывает Луну слоем толщиной в несколько метров. Реголит лунных морей богаче гелием, чем реголит плоскогорий. 1 кг гелия-3 содержится приблизительно в 100 000 т реголита. Следовательно, для того, чтобы добыть драгоценный изотоп, необходимо переработать огромное количество рассыпчатого лунного грунта.

С учетом всех особенностей технология добычи гелия-3 должна включать следующие процессы:

1. Добыча реголита: специальные «комбайны» будут собирать реголит с поверхностного слоя толщиной около 2 м и доставлять его на пункты переработки или перерабатывать непосредственно в процессе добычи.

2. Выделение гелия из реголита: при нагреве реголита до 600 °С выделяется (десорбируется) 75% содержащегося в реголите гелия, при нагреве до 800 °С — почти весь гелий. Нагрев пыли предлагается вести в специальных печах, фокусируя солнечный свет либо пластмассовыми линзами, либо зеркалами.

3. Доставка на Землю космическими кораблями многообразного использования.

При добыче гелия-3 из реголита извлекаются также многочисленные вещества: водород, вода, азот, углекислый газ, азот, метан, угарный газ, которые могут быть полезны для поддержания лунного промышленного комплекса. Понятно, что, кроме доставки комбайнов на Луну, там придется возвести хранилища, обитаемую базу, космодром и многое другое. Считается, тем не менее, что высокие затраты на создание развитой инфраструктуры на Луне окупятся сторицей в плане того, что грядет глобальный энергетический кризис, когда от традиционных видов энергоносителей (уголь, нефть, природный газ) придется отказаться [2].



Фото 1. Образец лунного грунта – реголит

На пути к созданию энергетики на основе гелия-3 есть одна немаловажная проблема. Дело в том, что реакцию дейтерий-гелий-3 осуществить гораздо сложнее, чем реакцию дейтерий-тритий. В первую очередь, необычайно трудно поджечь смесь этих изотопов. Расчетная температура, при которой пойдет термоядерная реакция в дейтерий-тритиевой смеси, 100-200 миллионов градусов. При использовании гелия-3 требуемая температура на два порядка выше. Фактически мы должны зажечь на Земле маленькое солнце. Впрочем, зажечь смесь еще полдела. Минус термоядерной энергетики — сложность получения практической отдачи, ведь рабочим телом является нагретая до многих миллионов градусов плазма, которую приходится удерживать в магнитном поле. Вопрос добычи гелия-3 анализировался экспертами в ходе слушаний по вопросам будущего исследования и освоения Луны, состоявшихся в апреле 2004 года в Подкомитете по космосу и авиации комитета по науке палаты депутатов Конгресса США. Их вывод был однозначен: даже в отдаленном будущем добыча гелия-3 на Луне совершенно невыгодна [2, 3].

Если учесть, что нефть кончится через 35-40 лет, то у нас достаточно времени, чтобы реализовать подобный проект. И именно та страна, которая сможет его реализовать, в будущем будет лидером, а если объединить усилия можно добиться большего результата и в более быстрые сроки.

И так, энергия, это важный ресурс необходимый для комфортного существования человечества. А добыча энергии – одна из главных проблем человечества. Сейчас активно используется нефть – как источник электрической и топливной энергии. Но она не бесконечна, и запасы ее с каждым годом только уменьшаются. А текущие разработанные альтернативы – не позволяют полностью заменить нефть или же обладают серьезными недостатками. Единственным на сегодняшний день источником энергии, способным давать необходимое количество энергии для всего человечества и при этом не иметь серьезные недостатки – является термоядерная энергия на основе использования гелия 3. Технология получения энергии из данной реакции трудоемка и требует больших вложений, но получаемая таким образом энергия – экологически чистая и исчисляется в миллиардах киловатт. Если получать дешевую и экологически чистую энергию, можно максимально заменить нефть, к примеру отказаться от бензиновых двигателей в пользу электрических, производить тепло с использованием электричества и пр. Тем самым нефти – как сырьевого ресурса для химического производства, хватит человечеству еще на долгие столетия. Поэтому на луне, являющейся основным источников гелия 3, необходимо создать промышленность. Чтобы создать промышленность, нужно иметь план развития, а это дело нескольких лет и чем раньше начать – тем лучше. Потому что, если придется делать это уже в безвыходной ситуации, срочно, это обернется совсем другими расходами.

Литература

1. <http://www.nlo-mir.ru/luna/2864-gelijtri--jenergija-buduschego.html>
2. <http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D0%B9-3>
3. Якуцени В. П. Геология гелия / В. П. Якуцени. — Л. : Недра, 1968. — 232 с.
4. Мусиченко Н. Н, Иванов В. В. Закономерности распределения гелия в земной коре и их значение при поисках геохимическими методами месторождений газа, нефти и радиоактивных элементов — Москва, 1970.

К. Э. ЦИОЛКОВСКИЙ И СОВЕТСКАЯ НАУКА – ПЕРВОПРОХОДЦЫ В ИССЛЕДОВАНИИ КОСМОСА

Г.А. Еремян

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Константин Эдуардович Циолковский (5 сентября 1857, Ижевское, Рязанская губерния, Российская империя — 19 сентября 1935, Калуга, СССР) — российский и советский учёный-самоучка и изобретатель, школьный учитель. Основоположник теоретической космонавтики[1]. Обосновал использование ракет для полётов в космос, пришёл к выводу о необходимости использования «ракетных поездов» — прототипов многоступенчатых ракет. Основные научные труды ученого относятся к аэронавтике, ракетодинамике и космонавтике[2].

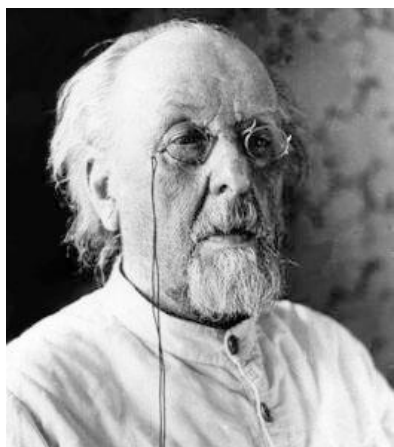


Рис. 6. Константин Эдуардович Циолковский

К. Э. Циолковский - представитель русского космизма, член Русского общества любителей мироведения, автор научно-фантастических произведений, сторонник и пропагандист идей освоения космического пространства. К. Э. Циолковский (рис.1) предлагал заселить космическое пространство с использованием орбитальных станций, выдвинул идеи космического лифта, поездов на воздушной подушке, он считал, что развитие жизни на одной из планет Вселенной достигнет такого могущества и совершенства, что это позволит преодолевать силы тяготения и распространять жизнь по Вселенной.

О своём смысле жизни К. Э. Циолковский говорил так:

“Основной мотив моей жизни – не прожить даром, продвинуть человечество хоть немного вперёд ... Человечество не останется вечно на Земле, но в погоне за светом и пространством сначала робко проникнет за пределы атмосферы, а затем завоюет себе всё околосолнечное пространство”.

Научные достижения. К. Э. Циолковский утверждал, что теорию ракетостроения он разработал лишь как приложение к своим философским изысканиям.[1] Им написано более 400 работ, большинство которых мало известны широкому читателю.

Первые научные исследования К. Э. Циолковского относятся к 1880—1881 годам. Не зная об уже сделанных открытиях, он написал работу «Теория газов», в которой изложил основы кинетической теории газов. Вторая его работа — «Механика животного организма» получила благоприятный отзыв И. М. Сеченова, и К. Э. Циолковский был принят в Русское физико-химическое общество. Основные работы К. Э. Циолковского после 1884 были связаны с четырьмя большими проблемами: научным обоснованием цельнометаллического аэростата (дирижабля), обтекаемого аэроплана, поезда на воздушной подушке и ракеты для межпланетных путешествий.

Воздухоплавание и аэродинамика. Занявшись механикой управляемого полёта, К. Э. Циолковский спроектировал управляемый аэростат (слово «дирижабль» тогда ещё не придумали). В сочинении «Теория и опыт аэростата» (1892 г.) (Рис. 1). К. Э. Циолковский впервые дал научно-техническое обоснование создания управляемого дирижабля с металлической оболочкой (применявшиеся в то время аэростаты с оболочками из прорезиненной ткани имели существенные недостатки: ткань быстро изнашивалась, срок службы аэростатов был небольшим; кроме того, из-за проницаемости ткани водород, которым тогда наполняли аэростаты, улетучивался, а внутрь оболочки проникал воздух и образовывался гремучий газ (водород + воздух) — достаточно было случайной искры, чтобы произошёл взрыв). Дирижабль К. Э. Циолковского был дирижаблем переменного объёма (это позволяло сохранять постоянную подъёмную силу при различных высотах полёта и температуре среды), имел систему подогрева газа (за счёт теплоты отработанных газов моторов), а оболочка дирижабля была гофрированной (для увеличения прочности). Однако поддержки от официальных организаций прогрессивный для своего времени проект дирижабля К. Э. Циолковского не получил; автору было отказано в субсидии на постройку модели[2].

Помимо всего прочего, в статье 1894 г. К. Э. Циолковский привёл схему сконструированных им аэродинамических весов. Действующая модель «вертушки»[2] демонстрировалась Н. Е. Жуковским в Москве, на проходившей в январе этого года Механической выставке.[1]

В своей квартире К. Э. Циолковский создал первую в России аэродинамическую лабораторию. В 1897 г. он построил первую в России аэродинамическую трубу с открытой рабочей частью и доказал необходимость систематического эксперимента для определения сил воздействия воздушного потока на движущееся в нём тело[2]. Он разработал методику такого эксперимента и в 1900 году на субсидию Академии наук сделал продувки простейших моделей и определил коэффициент сопротивления шара, плоской пластинки, цилиндра, конуса и других тел; описал обтекание воздушным потоком тел различной геометрической формы. Работы К. Э. Циолковского в области аэродинамики явились источником идей для Н. Е. Жуковского.

К. Э. Циолковский много и плодотворно работал над созданием теории полёта реактивных самолётов, изобрёл свою схему газотурбинного двигателя; в 1927 опубликовал теорию и схему поезда на воздушной подушке[3]. Он первый предложил «выдвигающиеся вниз корпуса» шасси для самолетов.

Основы теории реактивного движения. Теорией движения реактивных аппаратов К. Э. Циолковский систематически занимался с 1896 года (мысли об использовании ракетного принципа в космосе высказывались К. Э. Циолковским ещё в 1883 году, но строгая теория реактивного движения изложена им позднее). В 1903 г. в журнале «Научное обозрение» была напечатана статья К. Э. Циолковского «Исследование мировых пространств реактивными приборами», в которой он, опираясь на простейшие законы теоретической механики (закон сохранения количества движения и закон независимости действия сил), разработал основы теории реактивного движения и провёл теоретическое исследование прямолинейных движений ракеты, обосновав возможность применения реактивных аппаратов для межпланетных сообщений[3].

Механика тел переменного состава. Благодаря глубоким исследованиям И. В. Мещерского и К. Э. Циолковского в конце XIX — начале XX вв. были заложены основы нового раздела теоретической механики — механики тел переменного состава[2]. Если в основных трудах Мещерского, опубликованных в 1897 и 1904 годах, были выведены общие уравнения динамики точки переменного состава[3], то в работе «Исследование мировых пространств реактивными приборами» (1903 г.) К. Э. Циолковского содержались постановка и решение классических задач механики тел переменного состава[2] — первой и второй задач К. Э. Циолковского. Обе эти задачи в равной степени относятся как к механике тел переменного состава, так и к ракетодинамике.

Ракетодинамика. В 1903 году К. Э. Циолковский опубликовал статью «Исследование мировых пространств реактивными приборами», где впервые доказал, что аппаратом, способным совершить космический полёт, является ракета. В статье был предложен и первый проект ракеты дальнего действия (рис.2). Корпус её представлял собой продолговатую металлическую камеру, снабжённую жидкостным реактивным двигателем; в качестве горючего и окислителя он предлагал использовать соответственно жидкие водород и кислород. Для управления полётом ракеты предусматривались газовые рули[2].

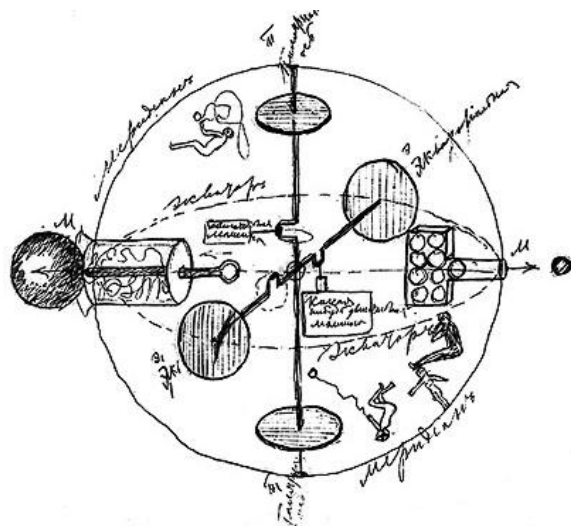


Рис. 2. Чертеж первого космического корабля
К. Э. Циолковского «Свободное пространство» 1883 г.)

распределение масс ракет, входящих в «поезд»[2]. В ряде его работ (1896 г., 1911 г., 1914 г.) была детально разработана строгая математическая теория движения одноступенчатых и многоступенчатых ракет с жидкостными реактивными двигателями[2].

В 1926—1929 годы К. Э. Циолковский решает практический вопрос: сколько нужно взять топлива в ракету, чтобы получить скорость отрыва и покинуть Землю. Выяснилось, что конечная скорость ракеты зависит от скорости вытекающих из неё газов и от того, во сколько раз вес топлива превышает вес пустой ракеты.

К. Э. Циолковский выдвинул ряд идей, которые нашли применение в ракетостроении. Им предложены: газовые рули (из графита) для управления полётом ракеты и изменения траектории движения её центра масс; использование компонентов топлива для охлаждения внешней оболочки космического аппарата (во время входа в атмосферу Земли), стенок камеры сгорания и сопла; насосная система подачи компонентов топлива и др. В области ракетных топлив К. Э. Циолковский исследовал большое число различных окислителей и горючих; рекомендовал топливные пары: жидкие кислород с водородом, кислород с углеводородами[2].

К. Э. Циолковским был предложен и старт ракеты с эстакады (наклонная направляющая), что нашло отражение в ранних научно-фантастических фильмах. В настоящее время этот способ старта ракеты применяется в военной артиллерии в системах залпового огня («Катюша», «Град», «Смерч» и т. д.).

Ещё одна идея К. Э. Циолковского — идея дозаправки ракет во время полёта. Рассчитывая взлётный вес ракеты в зависимости от топлива, К. Э. Циолковский предлагает фантастическое тогда решение переливания топлива «на ходу» от ракет-спонсоров. В схеме К. Э. Циолковского стартовало, например, 32 ракеты; 16 из которых, выработав половину топлива, должны были отдать его остальным 16-ти, которые, в свою очередь, выработав топливо наполовину, должны также разделиться на 8 ракет, которые летели бы дальше, и 8 ракет,

Результат первой публикации оказался совсем не тем, какого ожидал К. Э. Циолковский. Ни соотечественники, ни зарубежные учёные не оценили исследования, которыми сегодня гордится наука — оно просто на эпоху обогнало свое время. В 1911 году опубликована вторая часть труда «Исследование мировых пространств реактивными приборами», где К. Э. Циолковский вычисляет работу по преодолению силы земного тяготения, определяет скорость, необходимую для выхода аппарата в Солнечную систему («вторая космическая скорость») и время полета. На этот раз статья К. Э. Циолковского наделала много шума в научном мире, и он обрёл много друзей в мире науки.

К. Э. Циолковский выдвинул идею использования для космических полётов составных (многоступенчатых) ракет (или, как он их называл, «ракетных поездов») и предложил два типа таких ракет (с последовательным и параллельным соединением ступеней). Своими расчётами он обосновал наиболее выгодное

которые отдали бы своё топливо ракетам первой группы — и так далее, пока не осталась бы одна ракета, которая и предназначена для достижения цели.

Теоретическая космонавтика. В теоретической космонавтике К. Э. Циолковский исследовал прямолинейные движения ракет в ньютоновском гравитационном поле. Он приложил законы небесной механики к определению возможностей реализации полётов в Солнечной системе и исследовал физику полёта в условиях невесомости. Определил оптимальные траектории полёта при спуске на Землю; В работе «Космический корабль» (1924 г.) К. Э. Циолковский проанализировал происходящий без затрат топлива планирующий спуск ракеты в атмосфере при возвращении её из заатмосферного полёта по спиральной траектории, огибающей Землю[3].

Один из пионеров советской космонавтики, профессор М. К. Тихонравов, обсуждая вклад К. Э. Циолковского в теоретическую космонавтику, писал, что его труд «Исследование мировых пространств реактивными приборами» можно назвать почти всеобъемлющим. В нём для полётов в космическом пространстве была предложена ракета на жидком топливе (при этом указывалась возможность использования электрореактивных двигателей), излагались основы динамики полёта ракетных аппаратов, рассматривались медико-биологические проблемы продолжительных межпланетных полётов, указывалась необходимость создания искусственных спутников Земли и орбитальных станций, анализировалось социальное значение всего комплекса космической деятельности человека[3].

К. Э. Циолковский отстаивал идею разнообразия форм жизни во Вселенной, явился первым теоретиком и пропагандистом освоения человеком космического пространства.

Освоение космоса. Основу ракетостроения заложили в своих трудах в начале XX века К. Э. Циолковский, Герман Оберт, Роберт Годдард и Рейнхольд Тилинг. В Советский период XX века работы выдающегося ученого Э. К. Циолковского были реализованы. Люди вышли в космос и начали его освоение.

Важнейшие этапы освоения космоса в советские годы XX века.

В 1957 году под руководством Королёва была создана первая в мире межконтинентальная баллистическая ракета Р-7, которая в том же году была использована для запуска первого в мире искусственного спутника Земли.

4 октября 1957 — запущен первый искусственный спутник Земли Спутник-1.

3 ноября 1957 — запущен второй искусственный спутник Земли Спутник-2, впервые выведший в космос живое существо, — собаку Лайку.

4 января 1959 — станция «Луна-1» прошла на расстоянии 6000 километров от поверхности Луны и вышла на гелиоцентрическую орбиту. Она стала первым в мире искусственным спутником Солнца.

14 сентября 1959 — станция «Луна-2» впервые в мире достигла поверхности Луны в районе Моря Ясности вблизи кратеров Аристид, Архимед и Автолик, доставив вымпел с гербом СССР.

4 октября 1959 — запущена автоматическая межпланетная станция «Луна-3», которая впервые в мире сфотографировала невидимую с Земли сторону Луны. Также во время полёта впервые в мире был на практике осуществлён гравитационный манёвр.

19 августа 1960 — совершён первый в истории орбитальный полёт в космос живых существ с успешным возвращением на Землю. На корабле «Спутник-5» этот полёт совершили собаки Белка и Стрелка.

12 апреля 1961 — совершён первый полёт человека в космос (Юрий Гагарин) на корабле Восток-1.

12 августа 1962 — совершён первый в мире групповой космический полёт на кораблях Восток-3 и Восток-4. Максимальное сближение кораблей составило около 6.5 км.

16 июня 1963 — совершён первый в мире полёт в космос женщины-космонавта (Валентина Терешкова) на космическом корабле Восток-6.

12 октября 1964 — совершил полёт первый в мире многоместный космический корабль Восход-1.

18 марта 1965 — совершён первый в истории выход человека в открытый космос. Космонавт Алексей Леонов совершил выход в открытый космос из корабля Восход-2.

3 февраля 1966 — АМС Луна-9 совершила первую в мире мягкую посадку на поверхность Луны, были переданы на Землю панорамные снимки Луны.

1 марта 1966 — станция «Венера-3» впервые достигла поверхности Венеры, доставив вымпел СССР. Это был первый в мире перелёт космического аппарата с Земли на другую планету.

3 апреля 1966 — станция «Луна-10» стала первым искусственным спутником Луны.

24 сентября 1970 — станция «Луна-16» произвела забор и последующую доставку на Землю (станцией «Луна-16») образцов лунного грунта. Она же — первый беспилотный космический аппарат, доставивший на Землю пробы породы с другого космического тела (то есть, в данном случае, с Луны).

17 ноября 1970 — мягкая посадка и начало работы первого в мире полуавтоматического дистанционно управляемого самоходного аппарата, управляемого с Земли: Луноход-1.

15 декабря 1970 — первая в мире мягкая посадка на поверхность Венеры: «Венера-7».

19 апреля 1971 — запущена первая орбитальная станция Салют-1.

27 ноября 1971 — станция «Марс-2» впервые достигла поверхности Марса.

2 декабря 1971 — первая мягкая посадка АМС на Марс: «Марс-3».

20 октября 1975 — станция «Венера-9» стала первым искусственным спутником Венеры.

октябрь 1975 — мягкая посадка двух космических аппаратов «Венера-9» и «Венера-10» и получены первые в мире фотоснимки поверхности Венеры.[4]

Спутник-1 — первый искусственный спутник Земли (рис.3), был запущен на орбиту в СССР 4 октября 1957 года. Над созданием искусственного спутника Земли, во главе с основоположником практической космонавтики С.П. Королёвым, работали ученые М.В.Келдыш, М.К. Тихонравов, Н.С. Лидоренко, В.И. Лапко, Б.С. Чекунов, А. В. Бухтияров

Дата запуска первого спутника Земли считается началом космической эры человечества. Сергей Павлович Королёв, советский ученый и конструктор, академик, создал баллистические и геофизические ракеты, первые искусственные спутники Земли, спутники различного назначения космические корабли «Восток», «Восход», впервые в истории под его руководством совершены космический полет человека и выход человека в космос.

Животные в космосе. 3 ноября 1957 в половине шестого утра по московскому времени на советском корабле «Спутник-2» на орбиту Земли была выведена собака Лайка. Возвращение Лайки на Землю не планировалось. Как и многие другие животные в космосе, собака погибла во время полета — через 5-7 часов после старта она умерла от стресса и перегрева.

19 августа 1960 года был осуществлен успешный запуск на околоземную орбиту возвращаемого космического корабля. На борту космического корабля находились собаки - Белка и Стрелка, которые побывав в космосе, вернулись на Землю живыми.

Первый человек в космосе. Гагарин Юрий Алексеевич (рис.3) (9.03.1934-27.03.1968), русский летчик-космонавт, первый в мире человек, совершивший 12 апреля 1961 полет в космос на космическом корабле-спутнике «Восток». Во время старта Ю.А. Гагарин крикнул землянам: «Поехали!». Гагарин облетел земной шар за 1 час 48 минут и благополучно вернулся на землю, за что был награжден Звездой Героя Советского Союза.



Рис. 3. Юрий Алексеевич Гагарин – первый в мире человек, совершивший полет в космос



Рис. 4. Валентина Владимировна Терешкова – первая в мире женщина-космонавт

Ракета «Восток» - наименование серии советских космических кораблей (рис.5), предназначенных для полётов по околоземной орбите. Создавались под руководством генерального конструктора ОКБ-1 Сергея Павловича Королёва с 1958 по 1963 год.

Женщины покоряют космос. Валентина Владимировна Терешкова (рис.4)

Свой космический полёт (первый в мире полёт женщины-космонавта) совершила 16 июня 1963 года на космическом корабле Восток-6, он продолжался почти трое суток. Позывной Терешковой на время полёта — «Чайка»; фраза, которую она произнесла перед стартом: «Эй! Небо, сними шляпу!»



Рис.5. А. А. Леонов – первый человек, вышедший в открытый космос



Рис.6. С.Е.Савицкая – первая в мире женщина-космонавт, вышедшая в открытый космос.

Выход в открытый космос. Первым человеком, вышедшим в открытый космос был Алексей Архипович Леонов (рис.5). 18—19 марта 1965 года совместно с Павлом Беляевым совершил полёт в космос в качестве второго пилота на космическом корабле «Восход-2». В ходе этого полёта Леонов совершил первый в истории космонавтики выход в открытый космос продолжительностью 12 минут 9 секунд. Во время выхода проявил исключительное мужество, особенно в нештатной ситуации, когда разбухший космический скафандр препятствовал возвращению космонавта в космический корабль. Войти в шлюз Леонову удалось только стравив из скафандра излишнее давление, при этом он залез в люк корабля не ногами, а головой вперед, что запрещалось инструкцией.

Светлана Евгеньевна Савицкая - вторая женщина-космонавт (рис.6) в мире и первая в мире женщина-космонавт, вышедшая в открытый космос, дважды Герой Советского Союза, заслуженный мастер спорта СССР, депутат Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации от фракции КПРФ.

Освоение околосолнечного пространства – планет Солнечной системы и их спутников.

Луна. «Луноход-1» (Аппарат 8ЕЛ № 203) — первый в мире планетоход (рис.8), успешно работавший на поверхности другого небесного тела — Луне. Принадлежит к серии советских дистанционно-управляемых самоходных аппаратов «Луноход» для исследования Луны (проект Е-8), проработал на Луне одиннадцать лунных дней (10,5 земных месяцев).



Рис.7. Взлет ракеты с космодрома Байконур

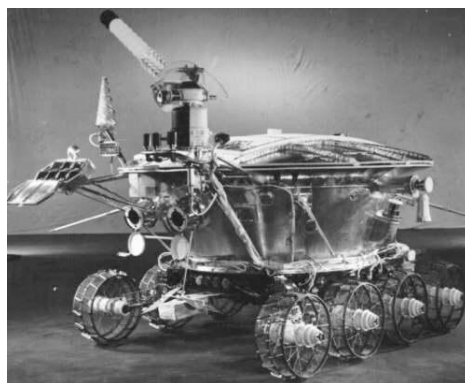


Рис.8. Луноход – 1. Первый в мире планетоход

Венера. «Венера» — серия советских автоматических межпланетных космических аппаратов (АМС) для изучения планеты Венера и космического пространства. Жёсткие условия на Венере, а также первоначальный недостаток достоверной информации о таких параметрах как температура и давление, сильно осложняли процесс исследования планеты. Спускаемые аппараты первых серий даже имели запас плавучести. Первые полёты их проходили неудачно — это были первые в истории человечества автоматические межпланетные перелёты. В дальнейшем СССР удалось достичь успехов в изучении Венеры АМС настолько, что её стали называть "русской планетой". В октябре 1975 была произведена первая мягкая посадка двух космических аппаратов «Венера-9» и «Венера-10» и первые в мире фотоснимки поверхности Венеры. [5]

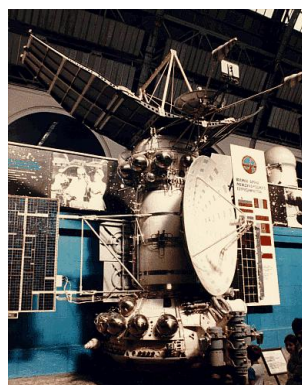


Рис.9. Спускаемый аппарат «Венера-7» (слева) и космическая станция «Венера-15» (справа)

Марс. Марс-2 — советская автоматическая межпланетная станция (АМС) третьего поколения космической программы «Марс». Одна из трёх АМС серии М-71. Марс-2 предназначена для исследования Марса как с орбиты, так непосредственно с поверхности планеты. АМС состояла из орбитальной станции — искусственного спутника Марса и спускаемого аппарата с автоматической марсианской станцией.

Первая в мире попытка мягкой посадки спускаемого аппарата на Марс (неудачная), затем последовали удачные посадки.. Первый спускаемый аппарат, достигший поверхности Марса, «Марс-2» разработан в НПО имени С. А. Лавочкина.[6]

Использование космических съемок в геологических исследованиях планеты Земля.

В настоящее время в геологии начали широко использовать космические снимки, позволяющие получить информацию о геоструктурных особенностях Земли, в результате чего возможно прогнозировать перспективность мест на скопление полезных ископаемых (рудного и углеводородного сырья) для постановки детальных геологических поисковых и разведочных работ. Широкое использование дистанционного зондирования Земли из космоса – это новый шаг в геологии будущего.[6]

Защита СССР и России от внешнего нападения с использованием космической техники.

Буран. «Буран» — советский тяжёлый пилотируемый крылатый многоразовый транспортный космический корабль-космоплан (рис.10), запускаемый сверхтяжёлой РН Энергия [6].



Рис.10. Образец Бурана ОК-ГЛИ для тестирования в атмосфере

По словам заместителя главного конструктора многоразовой космической системы (МКС) «Буран» Вячеслава Михайловича Филина, «Необходимость создания отечественной многоразовой космической системы как средства сдерживания потенциального противника была выявлена в ходе аналитических исследований, проведённых Институтом прикладной математики АН СССР и НПО „Энергия“ в период 1971—1975 гг. Было показано, что США, введя в эксплуатацию свою многоразовую систему Space Shuttle, смогут получить решающее военное преимущество в плане нанесения превентивного (то есть упреждающего) ракетно-ядерного удара» [7]. Буран не позволял американцам осуществить свои планы.

Единственный из 5-ти строившихся, первый корабль совершил единственный беспилотный полёт в 1988 году, после чего программа была закрыта в 1993 году ввиду распада СССР. В постсоветской России разрабатывались проекты многоразового космического корабля МАКС (отменён) и частично-многоразовых космических кораблей «Клипер» (отменён) и «Русь» (продолжается) [8].

Великий русский ученый К. Э. Циолковский – отец мировой космонавтики (рис.11), его ученики и последователи осуществили в советское время XX века мечту своего учителя, проложив путь человека в космос и дав новый невиданный толчок вперед развитию человеческой цивилизации.



Рис.11. Памятник Константину Эдуардовичу Циолковскому в Москве

Литература

1. Алексеева В.И. Константин Циолковский: размышления о жизни // Дельфис., 2001. — № 26. — С. 24—28.
2. Алексеева В. И. Философия бессмертия К. Э. Циолковского: истоки системы и возможности анализа // Общественные науки и современность., 2001. — № 3.
3. Бухгольц Н. Н. Основной курс теоретической механики. Ч. II. — М.: Наука, 1972. — 332 с.
4. Глушко В.П. Космонавтика. Малая энциклопедия, — М.: Советская энциклопедия, 1970. — 527 с.
5. Глушко В. П. Развитие ракетостроения и космонавтики в СССР. — М.: Машиностроение, 1987. — 304 с.
6. Григорьян А. Т., Фрадлин Б. Н. Механика в СССР. — М.: Наука, 1977. — 192 с.

7. Дронг В. И., Дубинин В. В., Ильин М. М. и др. Курс теоретической механики: Учебник для вузов / Под ред. К. С. Колесникова. 4-е изд. — М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2011. — 758 с.— ISBN 978-7038-3490-9.
8. Штернфельд А. А. Введение в космонавтику. — М.; Л.: ОНТИ, 1937. — 318 с; Изд. 2-ое. — М.: Наука, 1974. — 240 с.
9. Жаков А. М Основы космонавтики. — СПб: Политехника, 2000. — 173 с. ISBN 5-7325-0490-7

ПЛАНЕТА ВЕНЕРА — «РУССКАЯ ПЛАНЕТА»

Д.К. Кайшибаева

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Венера, одна из самых красивых планет, названа в честь римской богини любви и красоты. Она видна утром в лучах восходящего Солнца или на вечерней заре. Обращаясь вокруг Солнца, планета оказывается для земного наблюдателя то справа, то слева от солнечного диска, что долго вводило людей в заблуждение — Венеру принимали за 2 разных небесных тела. Венера — самое яркое и заметное после Солнца и Луны светило на небе. Эта планета — вторая по расстоянию от Солнца и ближайшая к Земле планета Солнечной системы. О ее существовании знали люди с незапамятных времен, но впервые за фазы планеты наблюдал Галилей при помощи подзорной трубы. Из-за плотной атмосферы со сплошным облачным слоем Венера долго оберегала свой лик от постороннего взгляда (Рис. 1.).

Венера — единственная планета Солнечной системы, собственное вращение которой противоположно направлению ее обращения вокруг Солнца. Период собственного вращения близок к 243 земным суткам. Планете требуется 225 земных суток, чтобы совершить оборот вокруг Солнца. Из-за «обратного» направления вращения Венеры длительность солнечных суток на ней в 116,8 раз больше, чем на Земле, так что за один венерианский год восход и заход Солнца на Венере происходит всего дважды. Расстояние от Венеры до Земли изменяется от 38 млн. км до 258 млн. км. Наклон плоскости экватора Венеры к плоскости ее орбиты не превышает 3°, из-за чего сезонные изменения на ней незначительны [1] (Рис. 2.).

Венера из-за плотного слоя облаков непрозрачна для видимого и инфракрасного излучения, поэтому наземные наблюдения не могли выяснить строение ее поверхности. Настоящая революция в изучении планеты началась с 1970г., когда советская станция «Венера—7» совершила впервые в мире мягкую посадку на планету и в тяжелых атмосферных условиях в течение 20 минут передавала информацию. Затем последовали исследования с помощью улучшенных моделей космических аппаратов. В октябре 1975 г. была произведена не только мягкая посадка на планету



Рис. 2

«космических аппаратов» «Венера — 9» и «Венера —10» и впервые получены фотоснимки поверхности Венеры, но и запущен спутник Венеры. Советскими учеными была создана целая серия Советских автоматических межпланетных космических аппаратов (АМС) для изучения планеты Венеры и космического пространства. В дальнейшем СССР удалось достичь таких успехов в изучении Венеры с помощью АМС, что ее стали называть «Русской планетой» (Рис. 3.) Значительный вклад в изучение Венеры внес так же американский космический аппарат «Магеллан», достигший ее поверхности в 1992г.

Учеными установлено, что давление на поверхности планеты 96,1атм. Венера — самая горячая планета Солнечной системы. Температура на поверхности около 475°С, из-за парникового эффекта и большой массы атмосферы мало меняется в зависимости от широты, то есть Венера — устойчивый природный термостат. Установлено что на Венере очень сухо, содержание пара H₂O в воздухе всего 30 частей на 1 млн. Ветры на поверхности Венеры довольно слабые, у поверхности до 1 м/с. Однако при плотности воздуха на Венере 65 кг/м³ (на Земле — 1 кг/м³), действие ветра совсем немалое Эти ветры оказывают большое давление на преграды. С высотой вихревые



Рис. 1. Полушарие Венеры (снимок из космоса)



Рис. 3. Советский космический аппарат «Венера — 9» 1975 г. (снимок из космоса)

турбулентные потоки достигают огромной скорости – до 100–140 м/с. [3]. Атмосферное давление на Венере очень высокое — 93 кг/см². Как и Земля, Венера подвергается бомбардировкам метеоритов из космоса (Рис. 5.). Состав атмосферы Венеры можно характеризовать почти как моноуглекислый (CO₂) с примесью азота, инертных газов и примесью соединений (Рис. 4.). Облака представляют собой мельчайшие капельки серной кислоты. На планете часто бушуют сильные грозы и сверкают молнии.

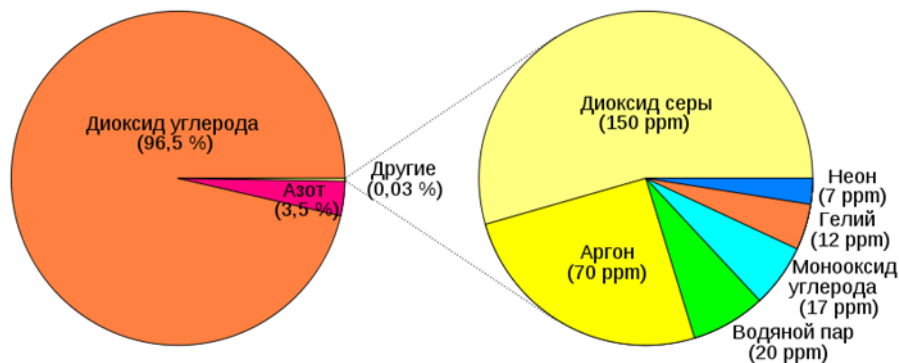


Рис. 4. Атмосфера Венеры

Венера – «близнец» Земли. Это популярное выражение основано на близости Земли и Венеры по размерам, массе, а значит, и средней плотности, что предполагает сходство и в составе веществ, слагающих планеты. Казалось бы логично ожидать сходства и в характере эволюции этих двух планет. Но по мере того, как узнавали Венеру, находили не столько сходства, сколько различия. Уже первые полеты советских космических аппаратов типа «Венеры» показали, что условия на поверхности Венеры очень далеки от земных, прежде всего из—за невозможности существования на ее поверхности жидкой воды. Это сразу предопределило принципиальную разницу в экзогенных процессах на поверхности 3 земли, где наиболее мощные процессы происходят с участием жидкой воды, и Венеры, где оставалось предполагать действие «сухого» выветривания и эоловых процессов неясного масштаба. Также было установлено, что преобладающая часть поверхности Венеры – это равнины, вероятно образованные в результате крупномасштабных базальтовых излияний. Во многих местах на этих равнинах были обнаружены кольцевые вулканотектонические структуры. Они специфичны для Венеры и получили название «венцы».

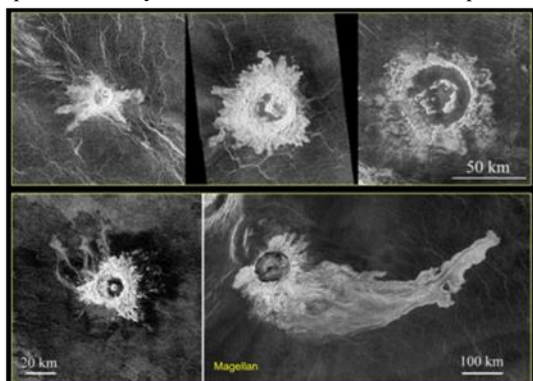


Рис. 5. Ударные кратеры Венеры (снимки из космоса)

Был обнаружен также необычный тип местности, состоящей из пересекающихся ограниченных тектоническими разломами гряд и борозд. Местность этого типа получила название «тессера». Их происхождение объяснялось тектоническим нагромождением вещества коры Венеры с образованием крупных возвышенностей с их последующим оседанием.

Венера имеет оболочечное строение: кора, входящая в состав литосферы, мантия и ядро. Об этом свидетельствуют содержания калия, урана и тория в породах ее поверхности. Недра Венеры, должно быть, частично расплавлены (Рис. 6.).

Очень важным является вопрос об истории воды на Венере. Ведь если Венера возникла примерно из того же материала, что и Земля, возникает вопрос – когда и почему исчезла вода. Только по этому признаку Венера и Земля не могут быть сестрами. Скорее всего, Венера по модели быстрой дегазации потеряла воду в течение первых 100млн лет после своего образования. Вода безвозвратно потеряна из атмосферы Венеры в результате диссоциации, а кислород был использован на окисление минералов поверхностного слоя планеты.

Все, что известно в настоящее время о рельефе Венеры, свидетельствует о том, что это была

Очень важным является вопрос об истории воды на Венере. Ведь если Венера возникла примерно из того же материала, что и Земля, возникает вопрос – когда и почему исчезла вода. Только по этому признаку Венера и Земля не могут быть сестрами. Скорее всего, Венера по модели быстрой дегазации потеряла воду в течение первых 100млн лет после своего образования. Вода безвозвратно потеряна из атмосферы Венеры в результате диссоциации, а кислород был использован на окисление минералов поверхностного слоя планеты.

Все, что известно в настоящее время о рельефе Венеры, свидетельствует о том, что это была

Гипотеза по результатам предварительных исследований



Рис. 6. Внутреннее строение Венеры

весьма активная, но еще малоизвестная планета. Все пейзажи Венеры — тектонические, а точнее, вулканотектонические. На Венере происходят следующие процессы:

- *Экзогенные (поверхностные) процессы.* Эоловые образования — ветровые полосы, на крутых склонах изредка видны следы обвалов и оползней. Предполагается химическое выветривание с участием CO_2 и серосодержащих газов атмосферы.
- *Вулканизм.* Преобладали площадные базальтовые излияния. Именно они сформировали большую часть равнин Венеры, которые на этой планете занимают около 80% поверхности. Часто встречаются базальтовые щитовые вулканы (диаметром километры — сотни км). Самые крупные вулканы Венеры крупнее самых крупных вулканов Земли. Изредка встречаются крутосклонные вулканические купола, похожие на «лепешки».
- *Тектоника.* Деформированность пород, видимых на поверхности, — от интенсивной до слабой. Есть признаки и растяжения, и сжатия. Наиболее древние из сильно деформированных образований — массивы тессер со структурами сжатия и растяжения, наиболее молодые — рифтовые зоны со структурами растяжения. Присущей Земле тектоники плит на Венере нет. Не наблюдается типичных для нее образований: срединно—океанических хребтов.
- *Эволюция.* Возраст поверхности — 0,5—1 млрд. лет (определен по количеству ударных кратеров), что есть лишь последние 10—20% истории планеты. Современные вулканизм и тектоника пока не наблюдались, но весьма возможны.

В целом можно наметить следующую

последовательность тектономагматических этапов на Венере с приближенной оценкой возрастных интервалов: 1. Ранний период интенсивной метеоритной бомбардировки и формирования первичной материковой коры (4,6 — 4,0 млрд. лет назад) (Рис. 5); 2. Возникновение депрессий поверхности (около 4 млрд. лет назад); 3. Обширный базальтовый вулканизм с затоплением депрессий поверхности (около 3,8 — 1,5 млрд. лет назад) (Фото7.); 4. Заложение блоковых, щитовых поднятий, формирование ядер континентов (около 3,5 — 3,0 млрд. лет назад); 5. Массовое образование вулканогенных куполовидных поднятий с интенсивным вулканизмом и образованием крупных кольцевых структур тур (около 2,0 — 1,0 млрд. лет назад) (Рис. 8.); 6. Развитие вулканизма центрального типа (1,0 — 0,5 млрд. лет назад); 7. Развитие рифтовых и линейных тектонических разломов (1,0 — 0,5 млрд. лет назад); 8. Формирование линейно—складчатых горных систем (около 0,5 — 2,0 млрд. лет назад); 9. Развитие меридиональных глубинных разломов и приуроченного к ним вулканизма (0,2 млрд. лет назад и до настоящего времени). [4]



Рис. 8. Крупнейший вулкан Венеры — гора Маат возвышается на 8 км над своим подножием и на 11 км — над средним уровнем планеты. Диаметр основания этого вулкана — 600 км (снимок из космоса).



Рис. 7. Долина Лунанг — извилистая ложбина. Это ныне сухое русло длиной 250 км и шириной 1—1,5 км образовалось в результате быстрого течения очень подвижной лавы малой вязкости, излившейся на поверхность Венеры из вулканического кратера на склоне высокогорного массива. Большие порции лавы растекались по низинам, где медленно застывали, образуя базальтовые равнины (снимок из космоса).

Сравнительный анализ геологии и развития Венеры и Земли помогает, в частности, лучше понять, как работает тепловая машина нашей планеты. Несмотря на отсутствие тектоники плит, многие локальные тектонические постройки Венеры аналогичны земным. На Венере нет эрозии. Как одно из тел Солнечной системы, Венера тоже бомбардируется астероидами и кометами. Плотная атмосфера отсекает малые тела, но астероиды больше примерно 1 км в диаметры оставляют на поверхности Венеры зримые следы — ударные кратеры. 80% из 967 метеоритных кратеров Венеры имеют диаметр менее 30 км. Поскольку и кратеры не стираются эрозией, как на Земле, их изучение помогает лучше понять темп бомбардировки Земли в последние 500 млн. лет — как раз в период бурного расцвета жизни на Земле.

Литература

1. Базилевский А.Т. Сравнительная планетология/А.Т. Базилевский, О.В.Николаева, А.В.Иванов//Историко—астрономические исследования. — М.:Наука, 1988.—С.258—283.

2. Базилевский А.Т. Геологическая история Венеры за последние 3000—500млн лет по данным фотогеологического анализа радарных изображений, полученных КА «Магеллан». /А.Т.Базилевский, Д.У.Хэд//Астрономический вестник.,—1995.—Т.29—№3.—С.195—218.
3. Сиротин В.И. Сравнительная планетология: Учебное пособие / В.И.Сиротин, Воронежский государственный университет. – Воронеж: Издательско—полиграфический центр Воронежского государственного университета, 2009.—С.69—83.
4. <http://www.planetology.ru/lectures/>

ГИПОТЕЗЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПАТОМСКОГО КРАТЕРА

Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Патомский кратер - конус из раздробленных известняковых глыб на склоне горы Патомского нагорья в Иркутской области. Обнаружен в 1949 году геологом Вадимом Колпаковым. Высота около 40 м, диаметр по гребню - 76 м. Конус увенчивается плоской вершиной, которая представляет собой кольцевой вал. В центре воронки горка высотой до 12 м. Общий объем конуса оценивается в 230-250 тысяч м³, масса - около миллиона тонн. Другие названия - Конус Колпакова, «Гнездо огненного орла». Предположительно ее причиной является некий металлический объект, лежащий на глубине 100 – 150 метров- кратер до сих пор «живой» – он и сейчас меняет свою форму (Фото 1).



Фото 1. Патомский кратер – «Гнездо огненного орла», «Конус Колпакова»

Знаменитый Патомский кратер, обнаруженный в 1949 году геологом Владимиром Колпаковым, до сих пор является одним из самых таинственных природных объектов в мире. Во-первых, непонятно, каким образом он появился на поверхности Земли, а во-вторых, почему в течение пятидесяти лет никто не занимался его изучением. Лишь в 1971 году было сделано несколько фотографий с вертолета.

В 1949 году молодой иркутский геолог Вадим Колпаков обследовал Бодайбинский район на предмет составления Геологической карты СССР. Такова была официальная задача. Заодно он должен был искать перспективные золотоносные ручьи - Бодайбинский район один из главных центров добычи золота в России уже более двух столетий - и залежи урановых руд [1] (Фото 2).

«Патомский кратер я увидел, взобравшись на сопку, с расстояния примерно пять километров. Издали он напоминал шахтовый террикон, только почему-то белесый. Я даже подумал: «Откуда здесь люди?» Трудовых лагерей НКВД в этом районе не было - я знал точно. Разве что какие-то совсем уж секретные? Но тогда бы меня не отправили на георазведку этого района, а, наоборот, предложили бы держаться отсюда подальше. Вторая мысль - археологический артефакт? Но местные эвенки и якуты, при моем к ним уважении, отнюдь не древние египтяне. Строить каменные пирамиды они не могли, не обладая ни людскими ресурсами, ни нужными научными знаниями... Некоторое время я разглядывал загадочную насыпь в бинокль, но никакого движения так и не заметил. И решил спуститься...» (Рис. 3).

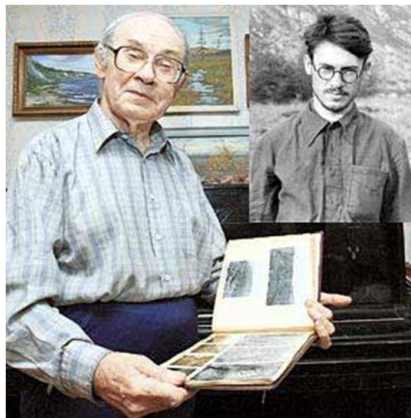


Фото 2. Вадим Колпаков сейчас (фото слева) и в год открытия им Патомского кратера 1949 г.

Существует несколько десятков версий появления кратера. Вот некоторые из них.

Гипотеза 1: Примерно в 600 километрах от Патомского кратера есть крупнейшее в России месторождение урановых руд. Не могло ли получиться так, что под кратером тоже были залежи урана? Началась самопроизвольная ядерная реакция, а потом - взрыв?

Бодайбинский район хорошо изучен - на Патомском нагорье урана нет. Но даже если предположить, что он там был, природная урановая руда самопроизвольно взорваться не может. А для того чтобы началась цепная реакция, условия нужны чуть ли не лабораторные - особое соотношение различных изотопов урана, свободный доступ углерода и т. д. В мире известен только один такой природный ядерный реактор - в урановом месторождении на юге Африки. Он

«работает» уже два миллиона лет, и до сих пор там не набралось критической массы, необходимой для самопроизвольного взрыва.» (Рис. 4.).

Гипотеза 2: Вулканическая. Морфология кратера в виде насыпного с крутыми склонами усеченного конуса с углублением на вершине типична для современных вулканических построек. Характерный пример таких образований - современный вулкан Карымский на Камчатке, где хорошо видны все структурные элементы, выделенные на Патомском кратере. В отличие от вулканических построек, образованных ювенильным материалом (шлак, пепел, бомбы, лава и др.), насыпные конусы могут состоять из обломков древних вмещающих пород - эруптивных или взрывных breccий. Подобные структурные особенности резко отличают такие постройки от метеоритных кратеров, представленных более плоскими впадинами с невысоким кольцевым валом. Отношение диаметра к высоте Патомского кратера довольно характерно для образований вулканического происхождения (Фото 5.).



Рис. 3. Первый снимок «Гнезда». Сделан в 1949 г. В. Колпаковым



Патомский кратер представляет собой зональную кольцевую структуру, отдельные зоны которой образовались в разное время. В процессе его формирования происходило по крайней мере трехкратное воздействие эндогенной энергии на мариинскую древнюю толщу терригенно-карбонатных пород. В результате последовательно образовались ранний и поздний кольцевые валы, кольцевой ров и центральная горка. Дендрохронологический анализ также говорит о повреждении растущих на кратере деревьев на разных этапах его формирования. Такие процессы возможны только при продолжительной эндогенной вулканической активности, несмотря на то, что Патомский кратер расположен на значительном удалении от областей активного четвертичного вулканизма (ближайшие вулканы находятся в верховьях р.Витим), В. А. Обручев не исключал возможность образования на Патомском нагорье небольших шлаковых или насыпных конусов вследствие извержения или прорыва газов.

Гипотеза 3: Метеоритная. Это след от падения на землю огромного метеорита. Именно на ней настаивает открыватель кратера Владимир Колпаков. «То-есть изначально у Патомского кратера все-таки метеоритное происхождение, но метеорит такой специфический, каких никто никогда не видел», - говорит директор астрономической обсерватории ИГУ Сергей Язев (Фото 6.).

Гипотеза 4: Патомский кратер - кимберлитовая трубка. Патомский кратер может быть вышедшей на поверхность молодой «кимберлитовой трубкой» - особым геологическим телом, образовавшимся при прорыве газов из мантии сквозь земную кору и последующим подземным взрывом. Только в таких «трубках взрыва» могут быть залежи алмазов!

Считается, что все кимберлитовые трубки на нашей планете появились миллиарды лет назад. И если предположить, что такие процессы в недрах Земли идут и сейчас, то придется менять всю теорию образования нашей планеты.

Патомский кратер - «несозревшая» кимберлитовая трубка.

Если по меридиану Мишиной горы «спуститься» в Южное полушарие, то мы попадем в район кимберлитовых трубок в ЮАР. На той же широте, что и алмазоносные районы в Южной Африке, кимберлитовые трубки сосредоточены и в Австралии. А этот район находится в точности на долготе Патомского кратера. Получается почти идеальный квадрат. Возможно, в недрах Земли произошел некий взрыв, и трещины пошли в четыре стороны, перпендикулярно друг другу.»

Кстати, Патомский кратер ведь находится относительно недалеко от якутских кимберлитовых трубок.

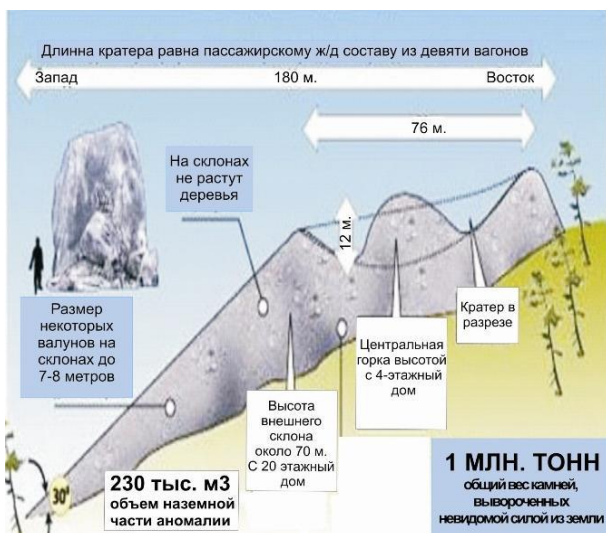


Рис. 4. Загадка Патомского кратера

Химический состав всех главных типов пород, встреченных на Патомском кратере и вмещающей его терригенно-карбонатной маринской свите. В целом все проанализированные карбонатные породы по химическому составу практически не различаются. Подобный вывод можно сделать и в отношении редкоземельного состава. Отмечается лишь незначительное уменьшение содержания стронция относительно его уровня во вмещающих известняках маринской свиты. Важно подчеркнуть, что элементы группы железа (Ni, Cr, Co, Cu, Sc) сохраняют весьма близкие и крайне низкие концентрации во всех исследованных известняках. При этом необходимо обратить особое внимание на Ni, который служит геохимическим индикатором метеоритного вещества. В известняках Патомского кратера и во вмещающей его толще его содержание весьма низкое, на уровне мало различимых концентраций.

Геологи утверждают, что еще несколько лет назад были обнаружены еще несколько подобных объектов. Есть документальные доказательства. А если учесть, что примерно в том же районе в 2002 году было зафиксировано падение Витимского болида, можно считать, что Бодайбинский район как магнитом притягивает различные явления космического масштаба [2].

В заключении отметим, что Патомский кратер действительно уникальное природное «сооружение» и оно требует к себе более детального изучения.



Рис. 5. Как образовался Патомский кратер. Версия № 2 - вулканическая



Рис. 6. Как образовался Патомский кратер. Версия № 3 - метеоритная

Литература

1. Моисеенко А. Н., Язев С. А. Загадка Патомского кратера. – СПб.: Питер., 2010. – 256 с.
2. Патомский кратер – уникальный геологический объект Восточной Сибири // газета «Наука в Сибири» № 43 (2778) 28 октября 2010 г.

ГИПОТЕЗЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ЗЕМЛИ

Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существует гипотеза увеличения объема Земли за счет уменьшения гравитационной постоянной. Если стоять на позициях, расширяющейся Вселенной, а стало быть, и нашей Галактики, то, как показал английский физик П. Дирак, за время существования Земли (4,5 млрд. лет) гравитационная постоянная должна была бы уменьшиться в два — три раза. В результате должна была бы уменьшиться сила тяжести на нашей планете (так же, как должна была бы увеличиться и скорость распада радиоактивных ядер), а сама Земля расширяться.

Л. А. Пухляков (ТПУ) в 1970 г. рассчитал, что если бы гравитационная постоянная, уменьшалась в два раза, то еще в кембрии Земля должна была бы получать в 1900 раз больше солнечной радиации, чем сейчас. Наоборот, предположение об уменьшении гравитационной постоянной от кембрия до наших дней на 0,1 % требует поступления на Землю солнечной радиации в 2,25 раза больше. Однако установленные факты о наличии как в кембрии, так и в докембрии ледников не позволяют принять в качестве достоверных подобные рассуждения.

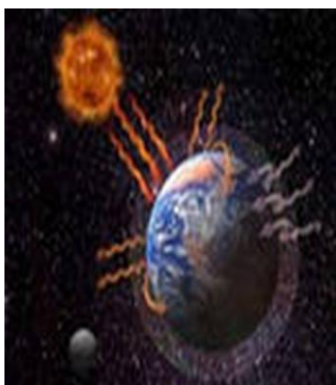


Фото 2. Вторая гипотеза механизма роста Земли - Водород солнечного ветра захватывается магнитосферой и в районе полюсов буквально закачивается вглубь планеты в виде ионных токов (иногда данный процесс наблюдается в виде полярного сияния), а дальше тот же процесс с образованием металлогидратов, в этом случае масса Земли будет расти.

Существует как минимум две гипотезы механизма роста Земли:

1) Экзотический, но не противоречащий существующим физическим понятиям - распад микроскопических черных дыр находящихся в ядре Земли с самого её

рождения. В этом случае масса Земли не растёт, растёт только объём (в результате распада микродыр образуется водород который вступает в реакцию с металлами ядра образуя металлогидраты имеющие больший объём, за счёт чего Земля и растёт) (Фото 1.).

2) Прозаический, механизм у всех на виду (в прямом смысле) - водород солнечного ветра захватывается магнитосферой и в районе полюсов буквально закачивается вглубь планеты в виде ионных токов (иногда данный процесс наблюдается в виде полярного сияния), а дальше тот же процесс с образованием металлогидратов, но в этом случае масса Земли будет расти. А вот интересно кто-нибудь проводил численный анализ массы солнечного водорода поглощаемого Землёй (Фото 2.).

Гипотеза пульсирующей Земли говорит о том, что раньше был другой галактический год, другой подобный цикл, в течение которого радиус земного шара также мог изменяться примерно на 20%. Такие циклы сжатия-расширения наша планета испытывала за свою геологическую историю неоднократно. Возраст Земли принят равным 4,5 млрд. лет, значит нашей Земле идет 23-й галактический год. Океанические впадины раскрывались в эпохи расширения планеты и сокращались или схлопывались совсем в эпохи ее сжатия (Фото 3.).

В начале палеозоя на планете существовало три больших материка, по очертаниям отличные от современных. Огромный материк протягивался на севере от середины современной Северной Америки до Урала, к востоку от него находился материк меньшего размера, который занимал территорию Восточной Сибири, Дальнего Востока, Монголии и Китая, а на юге от Южной Америки до Австралии простиралась Гондвана (Трофимов, 1954). По всей вероятности, это было время расширенной Земли, но очертания суши и моря тогда были иными. Окажись мы в машине времени над планетой в начале палеозоя, по очертанию суши мы не узнали бы нашу Землю [2] (Фото 4.).

Впервые гипотеза пульсирующей Земли была предложена В. Бухером в 1920 году. Он считал, что эпохи сжатия в истории земной коры чередуются с эпохами расширения, в результате чего кора как бы пульсирует во времени, стремясь приспособиться к изменяющемуся объёму Земли. При растяжении кора утончается и прогибается - образуются геосинклинали и глубокие океанические бассейны. А при сжатии в прогибах, заполненных осадками, образуются складки. Большие



Фото 1. Первая гипотеза механизма роста Земли: масса Земли не растёт, растёт только объём (в результате распада микродыр образуется водород который вступает в реакцию с металлами ядра, образуя металлогидраты, имеющие больший объём, за счёт чего Земля и растёт).



Фото3. Сжатия и растяжения планеты во время пульсации Земли оставляли глубокие «шивы» на поверхности Земли

глыбы материков и впадины океанов перемещаются относительно друг друга и приспособляются к сократившемуся объему земного шара.

Согласно же гипотезе пульсирующей Земли раздвижение дна происходит синхронно, хотя и с разной скоростью, во всех океанах.

М.А. Усов считал, что пульсирует в объеме ядро Земли, и эта пульсация связана с фазовыми переходами вещества при изменении соотношения сил притяжения и отталкивания. Главный недостаток всех существующих гипотез и теорий, пытающихся объяснить закономерности геоморфологического строения Земли, заключается в том, что они не называют источники энергии, достаточные для перемещения материковых плит, раздвижения дна океанов, смятия земной коры в складки, образования разломов и надвигов.

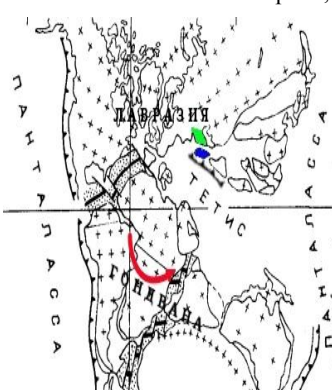


Фото 5. С расширением Земли площадь суши увеличивается и дробится на отдельные блоки, раздвигаясь все дальше друг от друга

Регрессия моря начиналась сразу, как только начиналось расширение Земли: вода при этом заполняла образующиеся и расходящиеся трещины в земной коре. Площадь суши увеличивалась, хотя она при этом дробилась на отдельные блоки, а эти блоки все дальше раздвигались друг от друга. Сначала Пангея раскололась на Гондвану и Лавразию с образованием океана Тетис, остатком которого ныне является Средиземное море. Вполне возможно, что на смену этапу расширения, приведшему к образованию Гондваны и Лавразии, пришел этап сжатия, при котором океан Тетис почти полностью схлопнулся, и только при вновь возобновившемся расширении Земли приблизительно 100-80 млн. лет назад материковая кора раздробилась еще больше. А именно: Лавразия раскололась сначала на Ангариду и Евроамерику с образованием Ледовитого океана, а затем Евроамерика разделилась на Европу и Северную Америку с раскрытием северной части Атлантического океана (Мильнер, 1988) (Фото 5.).

Следовательно, существует способ проверки, расширяется ли Земля и каким образом. Если мы найдем данные, что сила тяжести не оставалась неизменной во все геологические эпохи, то гипотеза расширения Земли перестает быть «чистой идеей», которая «удобно» разъясняет геологические противоречия. Если окажется, что сила тяжести убывает со временем, значит, расширение Земли шло за счет увеличения ее объема, а масса оставалась неизменной. Если же сила тяжести наоборот возрастает со временем, следовательно, дело прежде всего в увеличении массы нашей планеты [1].

Литература

1. Джеффрис Г. Земля, ее происхождение, история и строение/Г. Джеффрис. – М: Изд-во иностр. лит., 1960. – 486 с.
2. Пухляков Л.А. От гипотезы дрейфа континентов к гипотезе присоединения к Земле спутника: Мемуары / Л.А.Пухляков. — Томск: Изд-во Том. ун-та, 1997. — 56 с.

КРАТЕРЫ, ОБРАЗОВАВШИЕСЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПАДЕНИЯ МЕТЕОРИТОВ КАК ОБЪЕКТЫ ПОИСКА НЕФТИ И ГАЗА

Е.Ю. Каминский

Научные руководители доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В результате падения на поверхность Земли крупных метеоритов формируются уникальные структуры и зоны дробления – ударные (метеоритные) кратеры. Изучение кернов в таких зонах показывает, что они являются потенциальными резервуарами для нефти. (Рис. 1.). В ряде случаев такие резервуары являются заведомо большими, чем объемы известных месторождений нефти. Интерес к изучению метеоритных кратеров оправдывается уже имеющимся опытом. Ряд месторождений минерального сырья и нефти приурочен к образованиям, предположительно возникшим в результате падения метеоритов (Рис. 2.) [3].

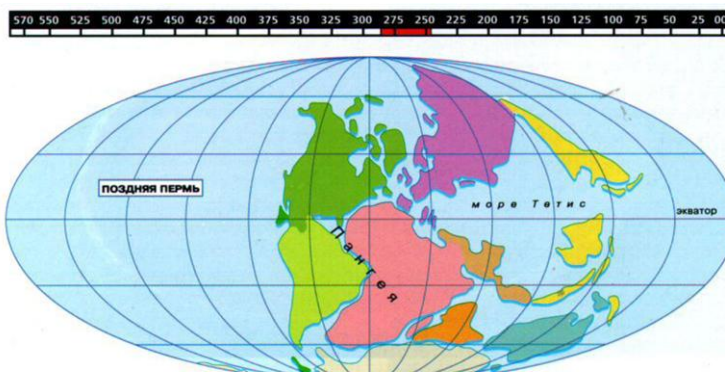


Фото 4. Положение 3х больших материков (Лавразия, Пангея и Гондвана) на Земле

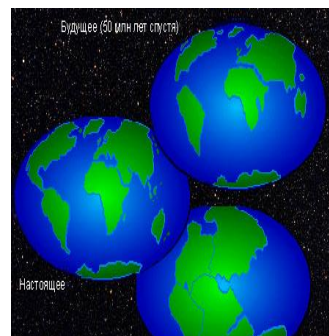


Фото 6. Положение материков и океанов на планете Земля в связи с расширением объема Земли

Ударные кратеры разделяют на два вида – простые и сложные. Простые кратеры состоят из чашевидной впадины и широкого кольцевого вала, опоясывающего впадину. Вал сложен материалом, выброшенным из впадины. Дно впадины также покрыто обломочным материалом. Так, например, простой ударный кратер имеет диаметр 1,2 км, глубину 180 м и высоту кольцевого вала 40 м. (Рис. 3.) [4].

В случае сложных кратеров глубина впадины сравнительно невелика и центральная часть впадины приподнята. Диаметр сложных кратеров обычно изменяется от 2 до 30 км. Центральное поднятие имеет крутые склоны и может представлять собой чередование кольцевых поднятий и впадин. Кольцевая впадина, окружающая центральное поднятие, частично заполнена обломочным материалом, а подстилающие породы и внешняя часть кратера могут быть дислоцированы [4].

Ударное воздействие крупных метеоритов мгновенно преобразует любые породы в пористые и проницаемые, а также

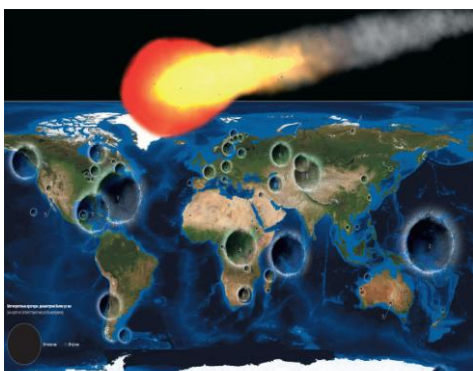


Рис. 2. Места падения метеоритов на поверхность Земли

порождает структуры, не связанные с региональной геологией. Масштабы таких преобразований могут быть огромными. В случае, когда метеорит диаметром до 1 км упал сверхвысокой скорости, он проник сквозь толщу осадочных отложений мощностью 600 м и углубился на 650 м в кристаллический фундамент. Взрывом, сопутствующим падению, из зоны падения было выброшено от 125 до 200 км³ пород и образовался кратер диаметром 22 – 23 км. Сейсморазведкой установлено, что в зоне кратера процесс дробления и брекчирования распространился до глубины 6 км. (Рис. 4.) [3].

Таким образом, в результате падения крупных метеоритов формируются структурно – геологические комплексы, составленные из массивов брекчированных и трещиноватых пород и вмещающих их неизмененных пород. Массивы брекчированных и трещиноватых пород характеризуются высокой пористостью и проницаемостью и при определенных условиях становятся структурными и стратиграфическими ловушками углеводородов. (Рис. 5)

В настоящее время выявлено примерно 145 структурных образований, часть из которых погребенные, которые рассматриваются как результат ударного воздействия. Считается, что за период 3 млн. лет на Землю упало примерно 150000 крупных метеоритов. Соответственно велико должно быть количество скважин, проведенных через метеоритные кратеры. Сравнительно малое число опознания ударных кратеров объясняется недостаточным пониманием процессов ударного метаморфизма. Геологи не имеют достаточных критериев для определения таких зон и поэтому не могут установить, что скважина проведена в структурных условиях, которые не связаны с региональной геологией.

Среди геологов принято считать, что породы кристаллического фундамента непродуктивны. Это представление основано не на природе вещей, а скорее на существующей практике, при которой фундамент практически не разбуливается. Между тем выявлено довольно много как четких, так и неопределенных синклиналей на поверхности фундамента, которые вполне могут быть ударными кратерами, но были по незнанию исключены из рассмотрения (Рис. 6.).

Ударные кратеры могут быть выделены на сейсмических разрезах на различных эрозионных уровнях. Гравиметрическими методами можно выявить различие в плотностях пород, вызванное ударным



Рис. 1. Модель возникающих явлений при падении метеорита на Землю



Рис. 3. Форма простого ударного кратера



Рис. 4. Кратерное море, структура возникающая под ударным действием крупных метеоритов.



Рис. 5. Структурно — геологическое образование, состоящее из массивов брекчированных и трещиноватых пород после удара метеорита.

метаморфизмом. Кроме того, вполне возможно, что присутствие ударных кратеров создает вариации магнитного поля, поскольку магнитные свойства пород в этих кратерах и вмещающих пород должны быть разными. (Рис. 6.).

Космическая гипотеза нефти в настоящее время имеет широкую поддержку среди ученых — геологов-нефтяников (В. Д. Соколов и В. Сальников) [1]. Геолог В. Д. Соколов в 1889 году высказал предположение, что в тот далекий период, когда вся наша планета еще представляла собой газовый сгусток, в составе этого газа присутствовали и углеводороды. (Помните, что в атмосфере некоторых планет были обнаружены соединения углерода с водородом.) По мере охлаждения раскаленного газа и перехода его в жидкую фазу, углеводороды постепенно растворялись в жидкой магме. Когда же из жидкой магмы стала образовываться твердая земная кора, она, согласно законам физики, уже не могла удержать в себе углеводороды. Они стали выделяться по трещинам в земной коре, поднимались в верхние ее слои, сгущаясь и образуя здесь скопления нефти и газа. Уже в наше время обе гипотезы—вулканическая и космическая—были объединены в единое целое новосибирским исследователем В. Сальниковым. Он использовал предположение, что некогда у Земли, кроме Луны, был еще один спутник. Эта планета, имевшая в своем составе большое количество углеводородов, находясь на чересчур низкой орбите, постепенно тормозилась о верхние слои атмосферы и в конце концов упала на Землю, как это происходит с метеоритами Земли. Резкий толчок активизировал вулканическую и горообразовательную деятельность. Миллиарды тонн вулканического пепла, мощнейшие грязевые потоки завалили принесенные из космоса углеводороды, похоронили их в глубоких недрах, где под действием высоких температур и давлений они превратились в нефть и газ. В качестве обоснования для своих выводов Сальников [1] указывает на необычное расположение месторождений нефти и газа. Соединив между собой крупные зоны обнаруженных месторождений, он получил систему параллельных синусоидальных линий, которая, по его мнению, весьма напоминает проекции траекторий искусственных спутников Земли и места падения метеоритов на Землю.



Рис. 6. Схема образование ударных кратеров при падении крупных метеоритов на Землю.

Литература

1. Базулевский А. Т. Сравнительная планетология / А. Т. Базулевский, О. В. Николаева, А. В. Иванов // Историко-астрономическое исследования. – М.: Наука, 1988 – С. 258-283
2. Лукашов А. А. Рельеф планетных тел / А. А. Лукашов. – М.: Изд-во МГУ, 1996. – 112с.
3. Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – 238с.
4. Хряпина Л. П. Метеоритные Кратеры на Земле / Л. П. Хряпина. – М.: Недра, 1987.-112с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ И ДРУГИХ ПЛАНЕТ СОЛНЕЧНОЙ СИСТЕМЫ

А.А. Капустина

Научный руководитель доцент Л.Г. Ананьева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Человеку очень трудно изучать свою планету. Слишком медленно идут на ней всевозможные геологические процессы, мы свидетели лишь одного ничтожного мгновения ее жизни. Ведь никто еще не наблюдал от начала до конца, как возникают горы, как движутся материи, как накапливается энергия, которая потом прорывается в мощных сотрясениях земной коры.

Однако, это раннее (начальное) развитие планет играет важную роль, определяя по существу специфику их эндогенной активности и последующей эволюции. Ранняя история Земли, воссоздаваемая в результате изучения лунных пород и метеоритов, должна соответственно находиться в основе генетической интерпретации геологических процессов. Путь к этому – рассмотрение Земли в общем развитии планет Солнечной системы и разработка единой для всех них петрогенетической модели, которая охватила бы метеориты, лунные и земные горные породы.

Метеориты и лунные породы, в которых представлено древнее каменное вещество Солнечной системы с возрастом 4—5 млрд лет, являются продуктами ранней (примитивной) стадии развития планет. В эволюции земной коры эта начальная стадия развития полностью затухает последующими геологическими процессами, относящимися к возрасту 3,8 млрд лет (древнейшие известные породы на Земле) и моложе и активно продолжающимися в настоящее время.

Метеориты представляют вещество планет земной группы на примитивных стадиях развития – самой ранней хондритовой (до железосиликатного расслаивания) и последующей палласит-ахондритовой (после обособления в планетах железных ядер и образования их спутников).

Прогресс в разработке теории происхождения планет связан с достижениями советских и американских межпланетных станций, изучивших планеты группы Юпитера и их спутники периферической области Солнечной системы. В результате было подтверждено наличие в этих флюидных планетах расплавленных ядер примерно земного состава, сопоставимых с Землей по размеру и расслоенных аналогичным образом, как можно судить по сходству магнитных полей. Сходство планет с флюидными оболочками группы Юпитера с планетами земной группы приводит к представлениям о единообразии первичного формирования всех планет Солнечной системы. В их ряду планеты земной группы проходили стадию, на которой сейчас находятся планеты группы Юпитера. Они образовались первоначально как железосиликатные ядра во флюидных планетах. Их первичное расслаивание происходило под давлением флюидных оболочек, утерянных затем под действием Солнца [2].

Кратко рассмотрим развитие планет Солнечной системы.

Меркурий и Луна (небольшие планеты земной группы) поразительно схожи друг с другом. На снимках этих планет, прежде всего, обращают на себя внимание огромные равнины, густо усеянные кратерами. Это первичные коры, возникшие в ходе начального расслаивания планет – 4,0 - 4,6 млрд лет тому назад.

Меркурий, как и Луна, является эндогенно пассивной планетой и находится, по-видимому, на более примитивной стадии корового развития. Вся его поверхность испещрена кольцевыми структурами различного размера, напоминая в этом соотношении древнейшую формацию Луны. Глобальное сжатие Меркурия с уменьшением его радиуса на 1-2 км при охлаждении и консолидации выразилось в образовании на его поверхности дугообразных уступов, имеющих надвиговую природу [3].

По всей вероятности, материнская планета Меркурия, обладавшая водородной оболочкой, создала вокруг себя особенно развитую спутниковую систему, в которую отошла большая часть ее силикатного состава. С появлением Меркурия вся эта масса спутников была потеряна.

Марс представляет следующую ступень эволюции внешних оболочек расслоенных планет земной группы. Поверхность Марса очень расчленена, на ней обнаруживаются крупные каньоны, многочисленные высокие уступы и откосы. В строении уступов фиксируется хорошо выраженная слоистость, приводящая к представлению о наличии на Марсе осадочно-вулканических отложений.

По аналогии с земными вулканическими формациями можно полагать, что и на Марсе переход от образования депрессий на его поверхности к купольным вулканическим воздыманиям связан с развитием щелочного уклона в марсианском вулканизме.

В настоящее время Марс представляет собой планету, практически утратившую эндогенную активность. Однако, в прошлом на поверхности планеты развивался активный вулканизм, что подтверждается гигантскими щитовыми вулканами [4]. Атмосфера Марса состоит на 95 % из углекислого газа.

Рельеф Венеры изучен слабо. Как сообщает Я.Г. Кац, первоначально сформировалась континентальная кора, испытавшая интенсивную метеоритную бомбардировку. К наиболее молодым структурам относятся тектонико-вулканические поднятия, увенчанные щитовыми вулканами. О современных извержениях сведений нет. Сказать с уверенностью о том, в каком режиме находится планета на современном этапе развития, нельзя. Теоретические предположения позволяют заключить, что Венера с момента своего рождения должна была пережить 4 этапа: расширение – сжатие – расширение – сжатие [1].

Исследования Венеры чрезвычайно затруднены вследствие ее очень плотной и мощной атмосферы, состоящей на 95 % из CO₂. Температура у поверхности планеты достигает 747 К, а давление 90 атм [5]. Выяснено, что венерианская кора имеет мощность около 70 км и подстилается мантией, в которой, согласно, расчетам В.Н.Жаркова и И.Я. Засурского, выделяются три зоны (сверху вниз): оливиновая, шпинелевая и перовскитовая. Состав венерианских пород, по данным автоматических станций «Венера-9 и -10», представлен базальтами [6]. Интенсивная эндогенная активность прекратилась менее 1 млрд лет назад.

Юпитер выглядит как золотой диск, слегка сплюснутый перпендикулярно полюсам. В центре планеты устанавливается огромное железоканменное ядро. Флюидное облако состоит в основном из водорода. Тепло из недр выносится восходящими потоками, порождающими вертикальную конвекцию и турбулентные вихри [3].

Сатурн обладает высокой эндогенной активностью. В его недрах заключена мощная тепловая энергия. Атмосфера (температура 110 К) сходна по составу с атмосферой Юпитера. Состоит из жидкого железоканменного ядра, которое окружено флюидной оболочкой из водорода, гелия, метана, аммиака и воды [3].

Детальные данные по Урану и Нептуну были получены в результате полета к ним американской автоматической станции «Вояджер-2». Было выяснено, что Уран имеет расплавленное железоканменное ядро, генерирующее магнитное поле, по мощности сходное с земным. По мере приближения к верхней границе атмосферы температура от 59 К падает до 52 К; вода, аммиак и метан образуют толстые слои облаков ледяного аэрозоля. Верхний слой состоит из метанового льда. Над ним находится тонкий слой атмосферы из водорода с примесью гелия и неона.

Подобно Урану, Нептун представляет собой огромный шар с расплавленным железоканменным ядром и флюидной оболочкой. В отличие от Урана, Нептун является более эндогенно активной планетой.

Во многих отношениях Плутон – это «белая ворона». Все вышеперечисленные планеты вращаются вокруг Солнца по орбитам, близким к круговым, Плутон же имеет сильно эксцентричную орбиту, по которой он иногда приближается к Солнцу ближе, чем Нептун. Плутон может оказаться сохранившимся со времени зарождения Солнечной системы остатком планетезимали [3].

Аналогия планет земной группы с железокремнистыми ядрами планет-гигантов группы Юпитера наглядно выражается также сходством их спутниковых систем. Поразительно, что у планет-гигантов, обладающих мощнейшими флюидными оболочками, ближайšie к ним спутники являются каменными, совершенно аналогичными спутникам планет земной группы. Эта аналогия распространяется не только на их размеры и плотность вещества, но и на эндогенную активность.

В строении планет-гигантов наглядно выражено их расслаивание с образованием расплавленных железосиликатных (каменных) ядер и мощных флюидных (жидких и ледяных) оболочек. Железосиликатные ядра находятся в расплавленном состоянии и генерируют мощные магнитные поля этих планет. Установление расплавленного состояния каменных ядер планет группы Юпитера проливает свет на происхождение планет земной группы, которые хотя и лишились внешних флюидных оболочек, по своему железосиликатному составу, в общем, аналогичны этим ядрам. В ряду этих планет Земля в наибольшей мере сохранила жидкое (расплавленное) состояние своего ядра, с которым связывается генерация сильного магнитного поля [2].

Общим итогом исследования может быть вывод о том, что по своей эволюции планета Земля прошла путь от Плутона и метеоритов, затем через планеты группы Юпитера, Меркурий, Марс, Венеру к своей современной стадии развития. Конечно, может показаться противоречивым тот факт, что Венера, как и Марс, является «мертвой» планетой утратившей эндогенную активность и магнитное поле, а Земля на протяжении 4,6 млрд лет активна. Такая продолжительность обусловлена большим размером Земли и огромным запасом флюидных компонентов, сосредоточившихся в ее недрах в ходе первичного расслаивания под давлением водородной оболочки ее материнской планеты. Таким образом, Земля является уникальной планетой.

Литература

1. Максимов Е.В. Ритмы на Земле и в Космосе. — СПб: Издательство Санкт-Петербургского университета, 1995. — 324 с.
2. Маракушев А.А., Грановский Л.Б., Зиновьева Н.Г., Митрейкина О.Б. Космическая петрология. — М: Издательство Московского университета, 1992. — 325 с.
3. Маракушев А.А. Происхождение и эволюция Земли и других планет Солнечной системы. — М: Издательство Наука, 1992. — 208 с.
4. Никишин А.М. Геологическое строение и эволюция Марса. — М: Издательство Московского университета, 1897. — 158 с.
5. <http://www.planetsolsys.ru/dostizheniya-v-izuchenii-venery>.
6. <http://www.planetsolsys.ru/sostav-atmosfery>.

ПЕРВЫЙ ЧЕЛОВЕК В КОСМОСЕ – СОВЕТСКИЙ КОСМОНАВТ ЮРИЙ АЛЕКСЕЕВИЧ ГАГАРИН Л. А. МИРОНОВА

Научный руководитель доцент Г. М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Юрий Алексеевич Ю. Гагарин родился 9 марта 1934 г. в селе Клушино Гжатского района Смоленской области, в семье плотника и доярки. В 1941 г. он пошел в школу, но начавшаяся вскоре война прервала его учение – школа сгорела, а потом в Клушино вошли немцы. Оккупация продолжалась два долгих года. Большую часть этого времени Ю. Гагариным пришлось прожить в землянке, так как в их доме поселились немецкие солдаты. В 1943 г. семья переехала в недавно освобожденный Гжатск (ныне г. Ю. Гагарин). Возобновились занятия в начальной школе. Время было очень трудное – не было ни учебников, ни тетрадей. Пятый и шестой классы Ю. Гагарин доучивался в средней школе, единственной на весь разбитый немцами город, а в 1949 г. с большим трудом (брали только после семилетки) поступил в ремесленное училище в Люберцах, которое окончил в 1951 г. с отличием. Приобретя специальность литейщика-формовщика, окончив школу рабочей молодежи, Ю. Гагарин вместе с друзьями поступил в Саратовский индустриальный техникум, который он также окончил с отличием в 1955 г. Одновременно он занимался в аэроклубе. Именно аэроклуб изменил его судьбу. Он не пошел в Саратовский индустриальный институт, как сделали многие его товарищи, а в 1955 г. сдал экзамены в Оренбургское Чкаловское военное авиационное училище. Учеба здесь продолжалась два года. Ю. Гагарин сначала летал на «Як-18», потом на реактивных «МиГ-15» и «МиГ-17». В 1957 г., сразу по окончании училища, Ю. Гагарин женился на Валентине Горячевой. Позже жизнь подарит им две дочери. Как отличник он мог выбрать место службы поближе к столице. «Но я, – писал позже Ю. Гагарин, – решил ехать туда, где всего труднее». Он выбрал службу в авиации



Фото 1. Таким был Юрий Гагарин до полета. Его наставники всегда отмечали: «Любимое гагаринское дело – «работать». Рассудителен, развит гармонично, чистосердечен, скромнен»



Фото 2. Ю Гагарин перед взлетом. Через несколько минут весь мир затаив дыхание, будет ждать этого человек. К звездам и в бессмертие!

Северного флота и был направлен служить в один из затерявшихся в тундре военных городков Заполярья. Здесь он провел два года (Фото 1.) [2, 5,7,9]. Жизнь Ю. Гагарина круто изменилась в конце 1959 г., когда по указанию Сергея Королева стали набирать первую группу будущих космонавтов. В то время внимание обращали прежде всего на физические данные. Отбор был очень строгим – принимали только абсолютно здоровых. «Нас обмеривали вкривь и вкось, выстукивали на всем теле «азбуку Морзе», крутили на специальных приборах, проверяя вестибулярные аппараты, – вспоминал потом Ю. Гагарин. – Главным предметом исследования были наши сердца. По ним медики прочитывали биографию каждого. И ничего нельзя было утаить». У самого Ю. Гагарина оказалось идеальное здоровье, и врачи ему говорили: «Стратосфера для вас не предел». «Это были самые приятные слова, слышанные мной когда-либо», – признавался потом Ю. Гагарин. Его включили в отряд космонавтов. В начале 1960 г. он переехал с семьей в недавно отстроенный вблизи Щелковского аэродрома Звёздный городок. Начались занятия. Ю. Гагарин вспоминал позже: «Мы должны были изучить основы ракетной космической техники, конструкцию корабля, астрономию, геофизику, космическую медицину. Предстояли полеты на самолетах в условиях невесомости, тренировки в макете кабины космического корабля, в специально оборудованных звукоизолированной и тепловой камерах, на центрифуге и вибростенде». Программа тренировок была очень обширной, поскольку неизвестно было, как встретит человека космос. Поэтому старались предугадать любую неожиданность. Рабочий день начинался с часовой утренней зарядки – занимались на открытом воздухе в любую погоду, под наблюдением врачей. Были и специальные занятия по физкультуре: гимнастика, игры с мячом, прыжки в воду с трамплина и вышки, упражнения на перекладине и брусьях, на батуте и с гантелями [1, 4, 5, 6, 10, 16].

Между тем проходила всесторонняя проверка космического корабля «Восток». Прежде, чем в космос был отправлен человек, «Восток» семь раз стартовал в беспилотном режиме и с животными. Наконец, все было готово. В начале апреля 1961 г. группа космонавтов вылетела на космодром Байконур. Фактически до последнего момента было неизвестно, кто из них полетит. Только 8 апреля Государственная комиссия утвердила кандидатом на первый полет Ю. Гагарина, а в дублеры ему назначила Г. Титова. Сейчас уже трудно сказать, почему выбор остановился именно на Ю. Гагарине. Наверняка здесь сыграли роль не только его прекрасное мастерство и физическая подготовка – смотрели на социальное происхождение, на черты характера, на внешние данные, на благозвучие фамилии, брались во внимание и многие другие моменты. Первый космонавт Земли должен был идеально воплощать в себе образ советского человека, и Ю. Гагарин оказался к нему ближе, чем другие [3, 5, 8, 10, 16].

Оставшиеся до старта дни прошли в обычных тренировках. В судьбоносный для него день, 12 апреля, Ю. Гагарина подняли еще до рассвета. Он сделал зарядку, умылся, позавтракал «на космический манер» из труб, прошел медицинский осмотр. Все показатели оказались в норме. Его облачили в скафандр и на специальном



Космос в Землю в корабле-спутнике. я уверен, как прекрасна наша планета. Люди, будем хранить и приумножать эту красоту, а не разрушать её!
Гагарин

Фото 4.

автобусе доставили на стартовую площадку (Фото 2.). Перед тем, как подняться на лифте в кабину космического корабля, Ю. Гагарин сделал заявление для печати и радио. После этого его провели в кабину, усадили в кресло и захлопнули люк. В течение двух часов Ю. Гагарин ожидал старта, пока проводились последние проверки приборов и систем корабля. Только представьте: целых два часа Вы сидите в капсуле, в которую не проникает свет, на самом верху ракетного гиганта, что унесет Вас в суровую, неизвестную, мрачную бездну! Вы отправляетесь в неведомое, и Вам предстоит столкнуться с неизвестностью. Никогда еще человек не бывал там, в космосе! Два часа будоражащих душу мыслей... Но Юрий Ю. Гагарин верил в успех. Верил главному конструктору Королеву, его таланту, мудрости, инженерным расчетам, верил людям, готовившим полет (Фото 3.) [2, 4, 5, 7, 10, 16].

Наконец, в 9 часов 6 минут 56 секунд по московскому времени был дан старт. Ю. Гагарин так описывал эту волнующую минуту: «Я слышал свист и всевозрастающий гул, почувствовал, как гигантская ракета задрожала всем своим корпусом и медленно, очень



Фото 3. Главный конструктор Сергей Павлович Королев любил его как сына, за ум, беззаветную любовь к Родине, трудолюбие, выдержку, смелость

медленно, оторвалась от стартового устройства. Началась борьба с силой земного тяготения...». Когда ракета прошла плотные слои атмосферы, головной обтекатель был автоматически сброшен, и в иллюминаторах показалась земная поверхность. Ракета стремительно набирает скорость, и Юрия вдавливают в кресло.

Перегрузки настолько велики (3-4 единицы), что он не может пошевелиться. Специалисты, отслеживающие состояние пилота, фиксируют, что его пульс учащается с обычных 64 ударов в минуту до 150. О самом полете Ю. Гагарин рассказывал следующее: «Корабль вышел на орбиту... Наступила невесомость – то самое состояние, о котором я еще в детстве читал в книгах Циолковского. Сначала это чувство было необычным, но я вскоре привык к нему, освоился и продолжал выполнять программу, заданную на полет...» В иллюминаторе Ю. Гагарин наблюдал Землю, которая, по его словам, выглядела необыкновенно красиво. Он постоянно поддерживал связь с Центром управления, докладывая о самочувствии и показаниях приборов. Никаких других экспериментов этот первый полет не предусматривал (Фото 4.) [4, 8, 16].

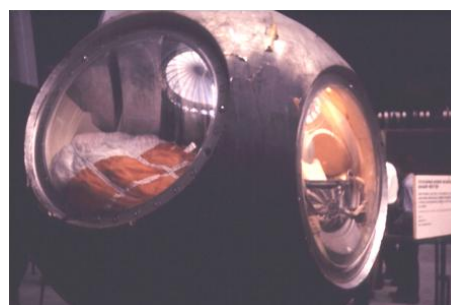


Фото 5. Макет спускаемого аппарата Гагарина в мемориальном музее космонавтики

«Радио, как пуповина, связывала меня с Землей, - вспоминал Ю. Гагарин. – Я принимал команды, передавал сообщения о работе всех систем корабля, в каждом слове с Земли чувствовал поддержку народа, правительства, партии». Ю. Гагарин не чувствовал ни голода, ни жажды, но по заданной программе в определенное время поел и выпил воды. Автоматика работала безупречно, космонавту ни разу не пришлось брать управление на себя. В 10 часов 25 минут, в точно заданное время, автоматически включилось тормозное устройство. «Восток» постепенно сбавил скорость и вошел в плотные слои атмосферы. Его наружная оболочка быстро накалилась, и сквозь шторы, прикрывающие иллюминаторы, Ю. Гагарин видел жутковатый багровый отсвет пламени, бушующего вокруг корабля. Но в кабине поддерживалась постоянная температура в 20 градусов. Невесомость исчезла, возникли перегрузки, более сильные, чем на взлете (Фото 5.). Когда корабль оказался над Волгой, сработала парашютная система. На высоте 7 км космонавт катапультировался и совершил посадку на парашюте. Конструкторы сочли, что приземление внутри спускаемого аппарата будет слишком жестким (12 метров в секунду), и избрали, как им казалось, более безопасный способ посадки (парашютная скорость – всего 5 метров в секунду). Так или иначе, а для Ю. Гагарина катапультирование и спуск были еще одним испытанием воли и мужества [4, 8, 16].

Весь полет был риском. Цена риска – жизнь. Ю. Гагарин рисковал ради славы своей страны. Ради продвижения человечества по пути прогресса, ради расширения границ человеческого знания. Ради того, наконец, чтобы встретиться с космосом и рассказать землянам о нем. И он выдержал это тяжелое испытание [8].

В 10 часов 55 минут Ю. Гагарин приземлился неподалеку от деревни Смеловка под Саратовом, на глазах у изумленных жены лесника Анны Тахтаровой и ее внучки Риты. Те направились к нему, чтобы помочь, но, подойдя ближе, остановились в нерешительности: его необычный ярко-оранжевый скафандр и большой шлем их явно смутили. К тому времени о полете Ю. Гагарина, человеке, облетевшего вокруг Земли, знал уже весь мир. Работавшие на поле механизаторы сразу поняли, что это он космонавт и, ликуя, бросились к нему. Вскоре примчался на грузовике офицер. Обнимая Ю. Гагарина, он назвал его майором. Ю. Гагарин не сразу его понял – стартовал он ещё старшим лейтенантом, – но потом сообразил, что Министерство обороны произвело его в майоры, минуя капитанское звание. Вскоре прилетел вертолет и доставил его на командный пункт поисковой группы. Приняв душ, Ю. Гагарин прогулялся вдоль Волги и закончил этот удивительный день партией в бильярд с Г. Титовым [9, 10, 14].

Через день Ю. Гагарин вылетел в Москву. В это время, наверно, не было на Земле более известного человека, чем он: все газеты мира сообщали о его полете и на многих языках пересказывали подробности его биографии. С этого времени Ю. Гагарину предстояло жить под постоянным, всевозрастающим бременем славы. Уже через два дня вышел Указ Президиума Верховного Совета о присвоении ему звания Героя Советского Союза. Позже Ю. Гагарин был награжден множеством иностранных орденов. Со всех концов мира на его имя шли тысячи восторженных писем и телеграмм. Следующие месяцы были заполнены бесконечными митингами, торжественными встречами, официальными выездами за границу, пресс-конференциями и интервью Ю. Гагарин увидел десятки стран и познакомился с сотнями выдающихся и интересных людей. Выдержать это испытание славой было нелегко, но Ю. Гагарин выдержал и это, оставаясь прежним Юрой – добрым к людям, мужественным и смелым, скромным и сильным человеком, любящим свою страну. После полета Ю. Гагарин с



Фото 6.

*Знаете каким он парнем был!
На руках весь мир его носил.
Сын Земли и звезд
Нежен был и прост,
Людям свет, как Данко нес!*

*Знаете, каким он парнем был!
Нет, не был!
И смерть он победил!*

Н. Добронравов

отличием закончил Военно-Воздушную академию им. Жуковского, готовил других космонавтов к полетам в Звездном городке. Он был полон планов и собирался совершить еще один полет в космос. Увы, этому не суждено было осуществиться. 27 марта 1968 г. при совершении учебно-тренировочного полета на истребителе МиГ-15 Ю. Гагарин погиб – самолет, на котором он летел, неожиданно потерял управление и врезался в землю близ деревни Новоселово Владимирской области. Похоронен Ю. А. Гагарин на Красной площади у Кремлевской стены в Москве. Его именем названы г. Гжатск, улицы и площади многих городов мира [1, 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14].

Настоящий гражданин, верный друг, любящий сын, обаятельный человек, чуткий отец и внимательный муж – таким он был в жизни.

Природа, наделив его многими хорошими качествами, дала и дипломатическую жилку. Сколько доброго он сделал для Родины за рубежом уже после того, как своим подвигом обратил внимание к нашей стране даже тех, кто почти ничего не знал об СССР. Он подружил с нами целые государства и народы.

Он умел говорить и с неграмотным африканцем и с британской королевой. Её величество принимала его не просто в своем дворце, а в зале для особо почетных гостей, в котором из представителей нашей страны, если взять в историческом плане Россию, были только двое: один из русских императоров и первый космонавт... За стол сели трое: Ю. Гагарин, королева Елизавета II и переводчик. Его полюбили все люди Земли. Своим подвигом, обликом и поведением он вселял людям любовь, восторженность и уважение



Москва (Ленинский проспект)

Москва (Аллея космонавтов)

Фото 7. Памятники Ю. А. Гагарину в Москве

К человеческим качествам Ю. Гагарина относится любовь к земле, на которой родился и вырос, никогда не остывающее чувство своей принадлежности к великому народу и причастности ко всем его свершениям, чувство личной ответственности – в большом и малом – за судьбу родной страны, за всё, что делается в мире, гибкость ума, любознательность и необыкновенное трудолюбие, неистощимый оптимизм, смелость, стойкость и выдержка, неизменная простота, скромность и душевная чуткость, отзывчивость и доброжелательность, постоянная готовность помочь людям. О нем слагали стихи и писали песни (Фото 6.) [8, 11, 12, 13, 14, 15].

Юрий Алексеевич Ю. Гагарин открыл эру пилотируемой космонавтики. «Он позвал всех нас в космос», - скажет позже о Ю. Гагарине Нил Армстронг – человек, первым из землян вступивший на поверхность Луны. Ю. Гагаринский старт олицетворяет и будет олицетворять величайшее достижение человечества, мировой прогресс (Фото 7.).

Литература

1. Арлозоров М. Циолковский: Серия «Жизнь замечательных людей.» — М.: Из-во «Молодая гвардия», 1962 — вып. 11 (344) — 318 с.
2. Борзенко С. А., Денисов Н. И., Первый космонавт. — М., 1969
3. Волк И., Томский В. Сделано в России. — М., 2009.
4. Гагарин Ю. А. Дорога в космос: Записки летчика-космонавта СССР. — М., 1978.
5. Борзенко С. А., Денисов Н. И. Первый Космонавт. — М., 1969.
6. Голованов Я. К. Космонавт №1. — М., 1986.
7. Глушко В. П. Космонавтика: Малая энциклопедия. — М.: Советская энциклопедия, 1970. — 527 с.
8. Данилкин Л. Юрий Гагарин: Серия жизнь замечательных людей — М., 2011 — вып. 1500 (1300) — 510.
9. Каманин Н. П. Первый гражданин Вселенной. — М., 1962.
10. Машкевич Т. Он видел будущее // Неделя, 1961.
11. Моисеев В. Первый претендент на полет в космос // Ленинское знамя. 1961
12. Обухова Л. А. Любимец века. — М., 1972.
13. Порохня В. С. Гагарин и его время. Автобиографическая повесть о моем поколении. — Смоленск, 2000
14. Россошанский В. И. Феномен Гагарина. — Саратов, 2001.
15. Устинов Ю. С. Бессмертие Гагарина. — М., 2004.
16. Циолковский К. Э. Будущее Земли и человечества, 1928.
17. Юрий Гагарин – первый космонавт планеты: <http://www.echo.msk.ru/programs/all/52842/>

ВЗАИМОСВЯЗЬ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ В КАЛИЙНЫХ РУДНИКАХ С КОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИМИ ФАКТОРАМИ

А.Ю.Симонова, А.Н.Земсков

Научный руководитель вице-президент по науке и технической политике, А.Н.Земсков
ООО «ЗУМК-Инжиниринг», г. Пермь, Россия

Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений на рудниках представляется одной из важнейших проблем обеспечения безопасности горных работ.

На современном уровне развития наук о Земле не вызывает сомнения участие гелиофизических (космологических) факторов в протекании газодинамических процессов на рудниках. Суммарное воздействие

Луны, Солнца и планет на Землю ведет к изменению её напряжённого состояния, что не может не отражаться на геомеханическом состоянии породных массивов, а, значит, служить фактором, способствующим возникновению газодинамических явлений.

Для анализа возможной связи газодинамических явлений с тем или иным гелиофизическим фактором, была собрана информация о случаях проявления 320-ти газодинамических явлений на рудниках Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей с 1968 по 2000 гг. (с известным точным временем их проявления). На основании этих данных были построены графики привязки газодинамических явлений к времени суток, времени года и к изменениям лунного и солнечного циклов. Также была оценена взаимосвязь метеорологических факторов и интенсивности газовыделений.

Изменения числа газодинамических явлений в пределах одиннадцатилетнего солнечного цикла свидетельствуют об увеличении их числа в пиках солнечной активности 11-летнего цикла по сравнению с предыдущими и последующими годами (рис. 1). Расчеты показывают, что в периоды высокой солнечной

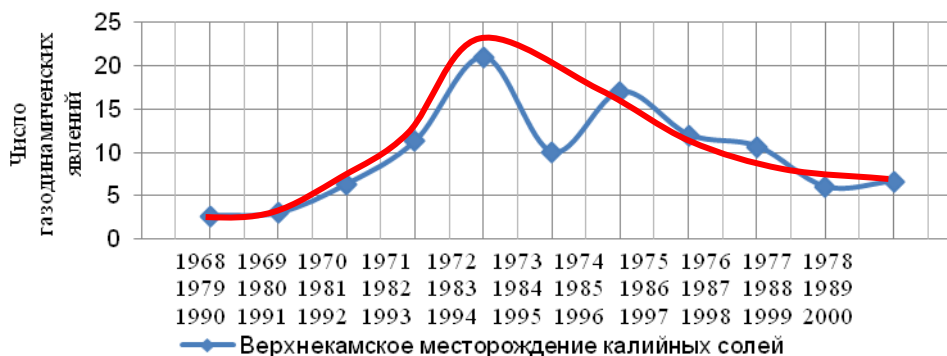


Рис. 1. Изменение среднего числа газодинамических явлений (в год) по одиннадцатилетним солнечным циклам на рудниках Верхнекамского месторождения калийных солей.

активности происходит в 2,7 раз газодинамических явлений больше, чем в годы относительного спада действия этого фактора. На основании вышесказанного можно ожидать ухудшения ситуации с 2015 по 2019 гг., с особо сложным периодом, на который придётся пик солнечной активности, в 2016-2017 гг.

Воздействие Луны на Землю заключается в возникновении приливообразующих сил во внешних оболочках земного шара. Влияние этих сил на вращение земного шара во многом определяет возникновение, развитие и разрядку тех внутренних усилий, которые приводят к сейсмическим толчкам и к деформационным процессам в породной приповерхностной толще.

Влияние деформаций земной коры на газодинамические процессы в пластах полезных ископаемых, вызываемых силами приливов, подтверждаются данными состояния фаз Луны и количества газодинамических явлений на рудниках Верхнекамского месторождения калийных солей. Так, за период с 1968 по 2000 гг. 59 случаев газодинамических явлений произошло критический период полнолуния, 75 случаев – новолуния. В сумме это составляет почти половину всех случаев газодинамических явлений. Это объясняется тем, что гравитационное воздействие Луны на Землю в перигее выше чем в апогее на 37%, т.к. в перигее Луна на 1/9 ближе к Земле. Аналогично приливная сила в сизигиях (полнолунии и новолунии) значительно больше, чем в квадратурах.

В 1997 г. Учеными Республиканского научно-технического центра дистанционной диагностики природной среды, ОАО «БелГОРХИМПРОМ» и НПК «Космосаэрология», были выполнены измерительные работы для изучения вертикальных и горизонтальных движений участков земной коры в геодинамически активных зонах Старобинского месторождения [2]. Измерения проводились высокоточными двухканальными GPS-приемниками SR-299 швейцарской фирмы «Lecia».

Один этап замеров был осуществлен в июне, в период активизации влияния Луны (в полнолуние), другой – в сентябре при расположении Луны в 1-й квадратуре (минимальное влияние Луны). В первом случае была зафиксирована величина деформаций 70-80 мм, во втором – в пределах ошибки приборов (10 мм), что свидетельствует о влиянии прецессионных сил и положения Луны относительно Земли на деформационные процессы в земной коре даже для равнинных территорий.

Если время проявления газодинамических явлений условно поделить на два интервала: дневное время суток и ночное, то при примерно одинаковой продолжительности этих интервалов в течение года, установлено, что «ночных» газодинамических явлений на рудниках Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей происходит в 1,7 раз больше, чем «дневных» (143 и 83 случая соответственно). Это объясняется тем, что в зависимости от угла поворота Земли по отношению к Солнцу при ее вращении вокруг собственной оси дважды в сутки любая точка земной коры проходит стадии сжатия-растяжения, что не может не отразиться на поведении структурных элементов породных массивов. Поэтому в течение суток дважды происходит тройная смена напряженного состояния пород. Во время первого периода происходит накопление упругой энергии в массиве горных пород. В течение второго периода (в ночное время суток) чаще происходят выбросы породы и газа, горные удары. Во время третьего периода интенсифицируются газовыделения как из отработанных пространств,

так и из трещиноватых пород. При проведении ежечасных отборов газовых проб в течение двух лет на Третьем Солигорском руднике ОАО «Беларуськалий» для изучения газовой динамики длинных очистных забоев было зафиксировано регулярное увеличение интенсивности газовыделений в период с 1:00 до 6:00 ч. [1].

На периодичность проявления газодинамических явлений оказывают влияние и метеорологические факторы, определяющие термовлажностные параметры рудничной атмосферы. Под влиянием влажности и температуры воздуха в калийных рудниках в течение года происходят периодические процессы подсыхания и увлажнения поверхности выработок. Сухая соляная порода характеризуется более высоким пределом прочности, но пониженными пластическими характеристиками. Наличие этого фактора может по-разному отразиться на иницировании разных типов газодинамических явлений. Если поступление дополнительной влаги в породы может способствовать увеличению числа обрушений пород кровли, то на выбросы соли и газа это может не сказаться совсем.

Внесенная в выработки влага, заполняя микропоры, препятствует истечению газа с обнаженных поверхностей пластов. Таким образом, можно ожидать, что в период повышенного влагосодержания воздуха (с мая по сентябрь) должно наблюдаться уменьшение частоты газовыделений.

Анализ данных за одиннадцать (1965-1975 гг.) лет работы Первого Соликамского калийного рудника подтвердил это предположение. За пять месяцев с повышенным влагосодержанием воздуха (с мая по сентябрь), зафиксировано от 15 до 35% проб с содержанием отдельных газовых компонентов выше предела допустимой концентрации (1106 случаев из 3094), а за октябрь-апрель – 65-85% газовыделений. Эта тенденция прослеживается почти для каждого года из 11-тилетнего анализируемого временного интервала.

Установлено, что изменение барометрического давления за счет погодных колебаний более чем на порядок превышает колебания давления, обусловленные способом отработки пластов или схемой проветривания. Амплитуда колебаний давления при неустойчивой погоде достигает 10 Па, а при изменении динамических свойств вентиляционных сетей или при автоматическом управлении проветриванием – до 1 Па [3]. Любое колебание давления в вентиляционной сети вызывает немедленную реакцию выработанного пространства.

Интенсивность выделения газа с поверхности выработок в калийных рудниках определяется газопроницаемостью приконтурного массива выработок, газоносностью пород и давлением газа в разрабатываемом пласте. При повышенном барометрическом давлении газопроницаемость обнаженных поверхностей пластов искусственно занижается, благодаря чему имеет место подпор газа, выделяющегося через микротрещины и поры. Вследствие этого в единице объема породы содержится дополнительное количество газа. При значительном падении давления в выработке наблюдается интенсивное высвобождение газа как из стенок выработок, так и из измельченной породной массы. Чем больше в этих условиях объем добычи, чем интенсивнее газовыделения.

Таким образом, при эксплуатации калийных рудников следует учитывать цикличность солнечной активности, наличие критических периодов новолуний-полнолуний, метеорологические условия и сезонный фактор на изменение микроклиматических параметров калийных рудников.

Знание роли космологических факторов в газодинамических процессах предполагает усиление контроля за предвестниками изменения «космической погоды», учет их влияния при планировании и отработке сложных в горно-геологическом и горнотехническом отношении участков шахтных полей и осуществление необходимых профилактических мероприятий.

Литература

1. Земсков А.Н. Синергетика процессов безопасной разработки газоносных и выбросоопасных пластов калийных месторождений: дис. д-ра техн. наук, Минск, 1999. – 424 с.
2. Ковалев А.А., Журавков М.А., Тяшкевич И.А. и др. Мониторинг геодинамических зон шахтных полей ПО «Беларуськалий» GPS-системами концерна "Leica" //Проблемы безопасности жизнедеятельности: Сб. материалов II-й междунар. конф. Солигорск-Минск, 1997. – С. 89-90.
3. Hoffmann K. Gasanalytische Untersuchungen des Salsgase des Sudharz und Werragebiets. Bergakademie, 1963. – S. 83-87.

МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ МЕТЕОРИТОВ

А. В. Тельнова

Научный руководитель доцент Т. А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метеорит — тело космического происхождения, упавшее на поверхность крупного небесного объекта. Большинство найденных метеоритов имеют вес от нескольких [граммов](#) до нескольких [килограммов](#) (Фото 1.). Крупнейший из найденных метеоритов — [Гоба](#) (вес которого, по подсчетам, составлял около 60 тонн) [2]. Полагают, что в сутки на Землю падает 5—6 т метеоритов, или 2 тысячи тонн в год [3] (Фото 2, 3).

Метеорное тело входит в атмосферу Земли на скорости от 11 до 72 км/сек. На такой скорости начинается его разогрев и свечение. За счёт абляции (обгорания и сдувания набегающим потоком частиц вещества метеорного тела) масса тела, долетевшего до поверхности, может быть значительно меньше его массы на входе в атмосферу. Например, небольшое тело, вошедшее в атмосферу Земли на скорости 25 км/сек и более, сгорает почти без остатка. При такой скорости вхождения в атмосферу из десятков и сотен тонн начальной



Фото 2. Железный метеорит «Гоба». Гоба весом 66 тонн и объемом 9 м³. Это плотное металлическое тело, размерами 2,7×2,7×0,9 метров, на 84 % состоящее из железа и на 16 % - из никеля с небольшой примесью кобальта. Сверху метеорит покрыт гидроксидами железа. Упал в Намибии (Зап. Африка) в доисторическое время

массы до поверхности долетает всего несколько килограммов или даже граммов вещества. Следы сгорания метеорного тела в атмосфере можно найти на протяжении почти всей траектории его падения.

Если метеорное тело не сгорело в атмосфере, то по мере торможения оно теряет горизонтальную составляющую скорости. Это приводит к изменению траектории падения от, часто, почти горизонтальной в начале до практически вертикальной, в конце. По мере торможения, свечение метеорного тела падает, оно остывает (часто свидетельствуют, что метеорит при падении был тёплым, а не горячий). Кроме того, может произойти разрушение метеорного тела на фрагменты, что приводит к выпадению метеоритного дождя. «Правильные» круглые (не вытянутые) следы от метеоритов объясняются взрывными процессами,



Фото 1. Падение метеорита на Землю

сопровождающими его падение с высокой скоростью [1].

Классификация метеоритов по вещественному составу [6]:

- каменные: хондриты (углистые, обыкновенные и энстатитовые) и ахондриты;
- железо-каменные: палласиты и мезосидериты;
- железные;

Наиболее часто встречаются каменные метеориты (92,8 % падений). Они состоят в основном из силикатов: оливинов ($(\text{Fe}, \text{Mg})_2\text{SiO}_4$ (от фаялита Fe_2SiO_4 до форстерита Mg_2SiO_4) и пироксенов ($(\text{Fe}, \text{Mg})\text{SiO}_3$ (от ферросилита FeSiO_3 до энстатита MgSiO_3).

Подавляющее большинство каменных метеоритов — **хондриты** (92,3 % каменных, 85,7 % от общего числа падений). Хондритами они называются, поскольку содержат хондры — сферические или эллиптические образования преимущественно силикатного состава. Большинство хондр имеет размер не более 1 мм в диаметре, но некоторые могут достигать и нескольких миллиметров. Хондры находятся в обломочной или мелкокристаллической матрице, причём нередко матрица отличается от хондр не столько по составу, сколько по кристаллическому строению. Состав хондритов практически полностью повторяет химический состав Солнца, за исключением лёгких газов, таких как водород и гелий. Поэтому считается, что хондриты образовались непосредственно из протопланетного облака, окружавшего и окружающего Солнце, путём конденсации вещества и аккреции пыли с промежуточным нагреванием [1].

Хондриты преимущественно состоят из таких минералов как: энстатит, тенит, оливин, гиперстен, тэнит, моноклинный пироксен пижонит, серпентин, хлорит, углеродистое вещество.

Хондриты разделяют на три больших класса в зависимости от степени окисления содержащегося в них железа: энстатитовые (E), обыкновенные (O) и углистые (C). В том же порядке в них увеличивается содержание окисленного (двух- и трехвалентного) железа.

Энстатитовые хондриты (E-хондриты) состоят в основном из железа в его свободном состоянии, то есть при нулевой валентности,

и силикатных соединений, в которых железо почти отсутствует. Пироксен в метеоритах этого типа содержится в виде энстатита, от которого и произошло название класса хондритов. Энстатитовые хондриты, судя по их структурным и минералогическим особенностям, были подвергнуты тепловому метаморфизму при максимальных для них температурах (600С — 1000С°), поэтому они в них присутствует меньше всего летучих соединений, а среди других классов хондритов энстатитовые признают самыми восстановленными. Хондры заполнены обломочным материалом, находятся в темной мелкодисперсной матрицы, имеют неправильную форму.



Фото 4. Энстатитовые хондриты



Фото 3. Каменный метеорит «Луженьга» весом более 200 кг. Фазово-минералогический состав метеорита: оливин (форстерит), пироксен (бронзит), ильменит, титанобиотит, плагиоклазовое стекло, камасит. Обнаружен у г. Великий Устюг (Россия)

Е-хондриты также разделяют на ЕН- и ЕL-хондриты. ЕН (high enstatite) содержат небольшие хондры (~0,2 мм), а также высокое содержание сидерофильных элементов кремния. Более 10 % породы состоит из металлических зерен; ЕL (low enstatite) содержит большие хондры (> 0,5 мм), а также более низкое содержание сидерофильных элементов кремния (Фото 4.).

Обыкновенные хондриты - наиболее распространенный тип метеоритов, который и назван обыкновенным потому что встречается чаще других. Делятся на три группы: Н, L и LL (Н— от англ. high, высокий; L — от low, низкий) по химическому составу. Эти группы метеоритов имеют подобные свойства, но различны по содержанию металлического железа и [сидерофильных элементов](#) (Н > L > LL) и по разному соотношению окисленного железа с металлическим (LL > L > Н группа LL с содержанием железа 18-22%, группа L – 19 – 24%, группа Н содержит железа от 25% до 30%) (Фото 5).

Углистые хондриты (С-хондриты) содержат много железа, которое почти всё находится в соединениях [силикатов](#). Благодаря [магнетиту](#) (Fe₃O₄), [графиту](#), [саже](#) и некоторым органическим соединениям углистые хондриты приобретают темную окраску, также содержат значительное количество [гидросиликатов](#) ([серпентин](#), [хлорит](#), [монтмориллонит](#) и другие) (Фото 6.).

В 1970-х годах Дж. Вассон предложил классифицировать С-хондриты по степени изменения их свойств на четыре группы (СI, СМ, СO и СV). При обозначении группы к названию класса добавляется буква [эталонного](#) метеорита этой группы. Эталонными признаны [Ivuna](#), [Mighei](#), [Ornans](#) и [Vigarano](#).

Правда ещё в 1956 году Г. Виик классифицировал С-хондритов на три группы: СI, СII и СIII. При этом эти группы почти равнозначны. Группы СI и СМ Вассона соответствуют группам СI и СII Виика, а группы СO и СV Вассона составляют группу СIII Виика.

СI-хондриты характеризуются обильным содержанием гидратированных силикатов. Преобладающим является [септехлорит](#). В СI-хондриты гидросиликаты обычно встречаются в форме [стекла](#) (в [аморфном состоянии](#)). В СI-метеоритах вообще нет хондр, что является исключением для хондритов. СМ-хондриты состоят из 10-15 % связанной в составе гидросиликатов воды, и 10-30 % пироксена и оливина в хондрах. СO- и СV-хондриты содержат около 1 % связанной воды, и состоят в основном из пироксена, оливина и других дегидратированных силикатов. В этих хондритах также встречается небольшое количество [никелистого железа](#).

Петрологические типы. Хондриты также делятся на шесть (в некоторых источниках на семь) петрологических типов, которые отличаются проявлениями теплового [метаморфизма](#).

Тип 1 применяется для обозначения хондритов, в которых плохо различимы хондры и в которых содержится большое количество воды и углерода. В последнее время применяется для обозначения метеоритов, перенесших обильное гидрологическое изменение, при котором [оливин](#) и [пироксен](#) были смешаны с водной составляющей. Такое изменение обычно проходит при температурах 50-150°C, поэтому хондриты первого типа не нагреваются до температур, при которых возможен тепловой метаморфизм. В основном это СI хондриты.



Фото 6. Углистые хондриты.

С-хондриты делятся на:

- СI-хондриты
- СМ-хондриты
- СO- и СV-хондриты

составляющие могут существовать в различном спектральном составе, отражая особенности образования в большом многообразии условий в [солнечной системе](#) (типы 1 и 2 также являются неустойчивыми). Если хондрит остается неизменным ему присваивается тип 3.

Типы 4, 5, и 6 это [устойчивые](#) метеориты с высокой степенью теплового метаморфизма. Минеральный состав таких метеоритов практически однородный из-за влияния высоких температур. В типе 4 матрица рекристаллизуется и становится более грубой, с большим размером зерна. В хондритах типа 5 хондры становятся расплывчатыми и матрицу практически невозможно обнаружить. В хондритах типа 6 хондры и матрица неразличимы.

Тип 7 введен некоторыми исследователями для обозначения



Фото 5. Обыкновенные хондриты

Тип 2 описывает хондриты, столкнувшиеся с обильным гидрологическим изменением, но с всё ещё распознаваемыми хондрами и с первичным содержанием [оливина](#) и [пироксена](#). В результате гидратации образуется мелкозернистая матрица. Такое изменение происходит при температурах ниже 20°C, поэтому метеориты также не испытывают теплового метаморфизма. В основном это СМ и СR хондриты.

Тип 3 означает низкую степень теплового метаморфизма. Такие метеориты обычно [неустойчивы](#), так как минералы их



Фото 7. Ахондриты.

Каменные метеориты без округлых включений - хондр. По составу и структуре близки земным базальтам. Все ахондриты в той или иной степени претерпели плавление, которое и уничтожило хондры.

хондритов (кратковременно) подвергшимся наиболее высоким температурам, которые могли привести к плавлению метеорита. В ученом сообществе пока отсутствует консенсус относительно необходимости типа 7, так как при плавлении метеорита его можно классифицировать как примитивный [ахондрит](#).

Ахондриты — каменные метеориты без округлых включений - хондр. По составу и структуре близки земным базальтам. Все ахондриты в той или иной степени претерпели плавление, которое и уничтожило хондры. Ахондриты являются довольно распространенным типом метеоритов. Они составляют 7,3 % от всех найденных метеоритов. Это обломки протопланетных и, возможно, планетных тел, прошедших плавление и дифференциацию по составу (на металлы и силикаты) (Фото 7.).

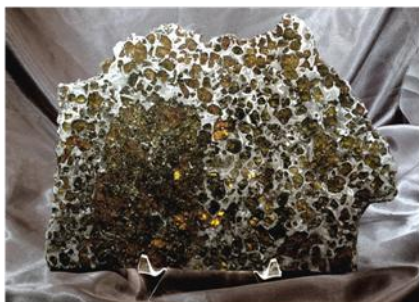


Фото 8. Палласиты
Тип железо-каменных метеоритов.
Представляют собой железно-никелевую основу с вкраплениями кристаллов оливина.

Ахондриты преимущественно состоят из таких минералов как: энстатит, гиперстен, оливин, пижонит, тэнит, авгит, диопсид.

Железо-силикатные метеориты имеют промежуточный состав между каменными и железными метеоритами. Они сравнительно редки (1,5 % падений). Железо-каменные метеориты состоят из таких минералов как: оливин, тэнит, энстатит, тэнит, гиперстен, пироксен, плагиоклаз.

Палласиты — тип железо-каменных [метеоритов](#). Представляют собой железно-никелевую основу с вкраплениями кристаллов [оливина](#). Названы в честь немецко-русского учёного [Петера Палласа](#), нашедшего метеорит этого типа под [Красноярском](#) (Фото 8.).

Мезосидериты (от *мезо...* и греч. sideros - железо) - редкий тип железо-каменных метеоритов. Состав мезосидеритов (в среднем): 45% никелистого железа (в виде включений в каменистой массе), 30% гиперстена, 16,4% анортита и небольшое количество некоторых других минералов [1, 6] (Фото 9.).

Железные метеориты (сидериты), в основном состоят из железа (90-95%), небольшого количества никеля и незначительных включений других металлов. Подразделяются на несколько групп в зависимости от количественного содержания разных металлов. Считается, что каждая группа соответствует разным материнским астероидам. Они составляют 5,7 % падений. Железистые метеориты состоят из таких минералов как: камасит (феррит), тэнит ().

Ахондриты, железные и железо-силикатные метеориты относят к дифференцированным метеоритам. Они предположительно состоят из вещества, прошедшего дифференцировку в составе астероидов или других планетных тел. Раньше считалось, что все дифференцированные метеориты образовались в результате разрыва одного или нескольких крупных тел, например планеты. Однако анализ состава разных метеоритов показал, что с большей вероятностью они образовались из обломков многих крупных астероидов [5].

Ранее выделяли еще тектиты, куски кремнистого стекла ударного происхождения. Но позже оказалось, что тектиты образуются при ударе метеорита о горную породу, богатую кремнеземом.

К настоящему времени изучен минеральный состав около 2800 метеоритов. Установлено громадное разнообразие их состава, текстур, тонких структур и возраста.

В целом, около ста минералов обнаружено в составе метеоритов. Наиболее часто главными минералами в разных метеоритах являются оливин, пироксен, плагиоклаз, тэнит, камасит (феррит), троилит FeS, шрейберзит

Fe_2Ni_3P и графит, а в некоторых специфических углеродистых

метеоритах—первичный оливин, вторичные монтмориллонит, серпентин, хлорит, а также

углеродистое аморфное вещество. Из редких специфических минералов разных метеоритов, не известных на Земле, наиболее оригинальны по составу карлсбергит CrN, осборнит TiN, баррингерит (Fe, Ni)₂P, добрелит FeCr₂S₄, ольдгамит CaS, брещианит O₃S₄, синоит Si₂N₂O₃, лавренсит (Fe,Ni)Cl₂, космохлор, или юрит NaCr(Si₂O₅) [6].

Как сказал известный исследователь метеоритов Р. Додд: "Наши знания о метеоритах все еще ограничены тем, что мы имеем искаженную и неполную выборку проб из метеорито-формирующих объектов и родительских тел". Они являются частицами многих, может быть, 70-80 родительских



Фото 9. Мезосидериты
(от *мезо...* и греч. sideros - железо), редкий тип железо-каменных метеоритов.
Состав мезосидеритов (в среднем): 45% никелистого железа (в виде включений в каменистой массе), 30% гиперстена, 16,4% анортита и небольшое количество некоторых других минералов.



Фото 10. Железные метеориты, или сидериты, в основном состоят из железа (90-95%), небольшого количества никеля и незначительных включений других металлов.

тел и все, за малым исключением, образовались до более древних горных пород Земли и Луны, известных сейчас. Некоторые хондриты содержат материал, возможно, более ранний, чем Солнечная система, и/или поступивший из-за её пределов.

Литература

1. Вдовыкин Г. П. Метеориты (Метеориты Кавказа и метеоритные дожди) /Г. П.Вдовыкин; Академия наук СССР (АН СССР), Институт геохимии и аналитической химии (ГЕОХИ). — М.: Наука, 1974. — 183 с.
2. Кравчук П. А. Рекорды природы. — Л.: Эрудит, 1993 — 216 стр.
3. Мезенин Н. А. Занимательно о железе. — М. «Металлургия», 1972 — 200, с.
4. Мэйсон, Б. Метеориты: пер. с англ./Б. Мэйсон. — М.:Мир, 1965. —306 с.
5. Симоненко А. Н. Метеориты – осколки астероидов/А. Н. Симоненко; под ред. Б. Ю. Левина. — М.: Наука, 1979. — 224 с.
6. Фесенков В. Г. Избранные труды; Метеориты и метеорное вещество/В. Г. Фесенков. — М.: Наука, 1978. — 252 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ ДЛЯ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.Н. Туребекова

Научный руководитель заведующий лабораторией А.Г. Фремд
ДТОО «Институт ионосферы», г. Алматы, Казахстан

Для выявления нефтеперспективных территорий и поиска мест возможной локализации месторождений углеводородов, помимо наземных, всё чаще используются данные дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). И хотя результаты дешифрирования спутниковых снимков земной поверхности пока не позволяют выходить на точный прогноз, применение данных ДЗЗ вполне оправдано на рекогносцировочном этапе, так позволяет существенно снизить затраты наземных геофизических исследований за счёт выявления ряда косвенных признаков, свидетельствующих о возможных скоплениях углеводородов. Рассмотрим некоторые из применяемых методик, получивших наибольшее распространение в практике дешифрирования.

Геоморфологический метод, в котором в качестве косвенных поисковых признаков нефтепроявлений используется качественный анализ структурных форм рельефа, и, в частности, разломной тектоники, включающей линейные и кольцевые образования.

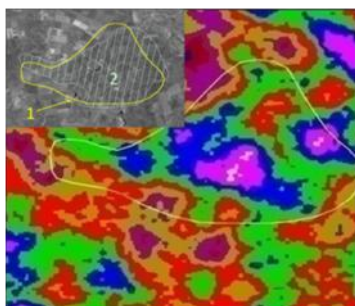


Рис. 1. Распределение значений плотностей линеаментов территории, включающей месторождение Карачаганак [1]

На рисунке 1 показана карта значений плотности линеаментов, построенная для участка земной поверхности, включающего нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак. На врезке контуром со штриховкой показана зона повышенной плотности линейных элементов, которая интерпретируется как ослабленная зона повышенной проницаемости. Пространственно она совпадает с контуром газовой контакта и на этом основании может свидетельствовать о взаимном соответствии мест локализации углеводородов и зоны повышенной плотности линеаментов.

На врезке: 1-контур газовой контакта (ГВК); 2 - автоматически построенная зона максимальной плотности линеаментов.

Сопоставление пространственного размещения известных месторождений углеводородов подтверждает их приуроченность к зонам разломов. На рисунке 2 цветом показано отношение содержания метана к суммарному значению предельных

Одним из направлений геоморфологического метода является **линеаментный анализ космических снимков**, в основе которого лежат результаты структурно-геоморфологического дешифрирования, то есть выделение крупных линейных или дугообразных элементов рельефа, генетически связанных с разрывными нарушениями.

При выполнении линеаментного анализа одним из поисковых признаков являются зоны геодинамического влияния активных разрывных нарушений геологической среды, с которыми часто связаны месторождения углеводородов (рис. 1).

Зоны геодинамического влияния представляют собой ограниченные, протяжённые в плане участки земной коры, сопряжённые с основным разрывным нарушением, которые характеризуются пониженной прочностью, повышенной трещиноватостью, и, как следствие, повышенной сейсмичностью и флюидопроницаемостью, обеспечивающих миграцию и скопление последних в ловушках.



Рис. 2. Просачивание углеводородных газов от залежи к поверхности на примере участка Тазовского НКГМ [2]

углеводородов, а зелеными линиями - системы разрывных нарушений. Очевидно, что участки максимального содержания метана приурочены к узлам пересечений разрывных нарушений, показанных красным контуром. Отсюда следует, что разломы и узлы их пересечения выступают в роли каналов миграции углеводородов и вместе с тем могут служить местами возможной локализации их скоплений.

И на этом основании можно сделать вывод, что основной задачей дешифрирования космоснимков является выявление и соответствующая интерпретация разломных форм и смежных с ними участков.

Эффективность линеamentного анализа подтверждается результатами наземных геологопоисковых работ, подтверждающих соответствие выявленных линеamentов с разрывными нарушениями на основе сопоставления с различными геолого-геофизическими данными, представленными в ГИСе в виде карт.

Ландшафтный метод

Наряду с линеamentным анализом на исследуемой территории, проводится анализ ДДЗ в видимом, радиоволновом и в инфракрасном диапазоне. Легкие фракции углеводородов являются наиболее подвижными, вследствие чего они начинают мигрировать от залежи к поверхностному слою земли и скапливаются в почве. Происходит ряд химических преобразований, влияющих негативно на корневую систему растений. Происходит изменение окраски растений, т.е. в ареале месторождения регистрируется изменение фоновых характеристик растительного покрова, связанных с повышенной концентрацией металлов в почве. Известно, что микропросачивание углеводородов вплоть до поверхностных почв сопровождается вторичной метаморфизацией минералов, в результате чего в почвах над залежами УВ наблюдается повышенная концентрация таких металлов как титан, ванадий, никель и медь.

Растения, испытывающие стрессовое состояние в результате повышения концентрации металлов в почве, изменяют свои спектральные характеристики. При этом устойчивое изменение спектра удалось выявить только на длинах волн от 680 до 750 нанометров. В этом диапазоне проходит граница «зеленого цвета», которая при угнетении растительности перемещается в сторону коротких волн (в сторону синего) в среднем не более чем на 20 нанометров, в результате чего это явление получило название «голубой сдвиг» (рис. 3).

Анализируя значения спектральной яркости в этом канале, можно распознать области повышенного содержания металлов в почвах, что является косвенным признаком наличия углеводородов в разрезе, связанных с их микропросачиванием.

В настоящее время существует два космических аппарата (КА), оснащённых специальными каналами для регистрации отражательной способности крайней зеленой зоны - WorldView-2 с каналом 700-730нм и RapidEye с каналом 690-730нм. А также гиперспектральный космический аппарат Hyperion с 220 каналами в диапазоне от 430 до 2400 нм.

Расчет «голубого сдвига» по мультиспектральному космическому снимку WorldView-2 позволил идентифицировать растительность на ранней стадии угнетения (рис. 4).

Разрывные нарушения в неглубоко залегающих от земной поверхности породах прослеживаются полосами относительно густой растительности, соответственно по этим нарушениям легкие фракции углеводорода просачиваются в приповерхностные слои земли, при этом негативно влияя на почву, а, следовательно и на растительность (рис. 4).

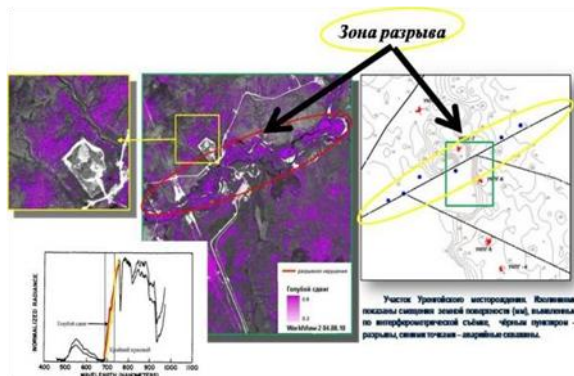


Рис. 4. Результат расчета «голубого сдвига» по данным КА WorldView-2

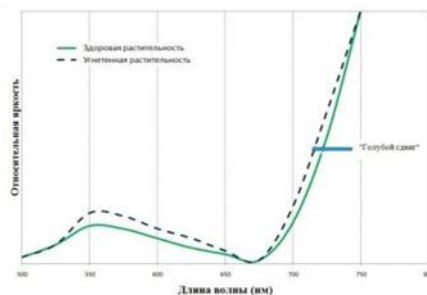


Рис. 3. Изменение спектральных характеристик у растений испытывающих стрессовое состояние на длинах волн от 680 до 750 нм [1]

Вывод

Космические исследования не открывают месторождений полезных ископаемых. С их помощью находят геологические структуры, где возможно размещение месторождений нефти и газа. В последующем геологические экспедиции проводят в этих местах полевые исследования и дают окончательное заключение о наличии или отсутствии этих полезных ископаемых. Вместе с тем, несмотря на то, что современный геолог-поисковик достаточно хорошо «вооружен» эффективности поисковых работ на нефть и газ остается актуальной проблемой. Об этом говорит значительное количество «сухих» скважин.

Секция 9

ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО: НАУКА И ПРАКТИКА

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВА В РОССИИ

О.А. Пасько, профессор,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существенные социальные и политические изменения, происходящие в России с начала 90-х годов, естественно, затронули и землеустройство.

В первую очередь, с развитием земельной реформы изменились принципы менеджмента в сфере использования и охраны земли. Если раньше земля находилась исключительно в государственной собственности, то сегодня она характеризуется широким многообразием форм собственности. Это привело к развитию разнообразных рыночных отношений и вовлечению в оборот земельных ресурсов. Соответственно изменились содержание и назначение землеустройства.

В настоящее время под термином "землеустройство" понимают мероприятия по изучению состояния земель, планированию и организации рационального использования земель и их охраны, описанию местоположения и (или) установлению на местности границ объектов землеустройства, организации рационального использования гражданами и юридическими лицами земельных участков для осуществления сельскохозяйственного производства, а также по организации территорий, используемых общинами коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации [1].

Объектами землеустройства в Российской Федерации выступают территории его субъектов, муниципальных образований, населённых пунктов, территориальные зоны, зоны с особыми условиями использования территорий, а также части указанных объектов.

Среди основных задач современного этапа отметим:

рост государственного регулирования землеустройства в Российской Федерации (увеличение финансирования землеустроительных работ на всех уровнях;

рост контроля за организацией и качеством их проведения;

создание и развитие эффективного механизма рационального землепользования на различных уровнях (федеральный, региональный, муниципальный) и координации действий органов власти различных уровней;

совершенствование национальной и международной нормативно-правовой базы, позволяющей своевременно трансформировать правоотношения на землю [2];

развитие технической базы и методов мониторинга состояния земель для оптимизации их использования и устранения недостатков землепользования;

совершенствование геоинформационного обеспечения при создании баз данных, их анализе, планировании, проектировании и прогнозировании процессов развития территорий;

улучшение материальной, технической и методической базы для выполнения проектов землеустройства с обязательным условием соблюдения единых норм и правил проведения работ;

повышение уровня подготовки специалистов в области землеустройства, кадастра и мониторинга земель в соответствии с лучшими мировыми образцами в рамках Болонского процесса;

создание действующей системы профессиональной подготовки аккредитованных специалистов, прошедших землеустроительную экспертизу и, соответственно, снижение возможностей некачественного, и нередко противозаконного проведения землеустроительных работ;

опережающее развитие землеустроительной науки, в т.ч. в области комплексного и системного анализа основных тенденций новых землеустроительных отношений, исторического и лучшего современного опыта;

совершенствование финансового механизма

сочетание стабильности и разумного реформирования в преобразовании земельных отношений.

Следует отметить, что, в целом, сохранились главные приоритеты государственной политики в области охраны земель и их рационального использования, а также в развитии земельных отношений.

В то же время есть некоторые противоречия в распределении функций органов публичной власти, частных лиц и организаций при проведении землеустроительных действий (межевание земель и земельных участков). Недостаточно эффективно развивается землеустройство в аграрной отрасли. Наблюдается падение земельно-ресурсного потенциала в сельском хозяйстве России. Снижается почвенное плодородие. Сокращаются посевные площади сельскохозяйственных культур за счет изъятия для нужд строительства, транспорта и т.п. и, соответственно выведения ценных удобно расположенных продуктивных угодий из сельскохозяйственного оборота. Встречается необратимое зарастание брошенных земель мелколесьем и кустарником.

Заметим, что в любой стране земли сельскохозяйственного назначения всегда были и остаются национальным достоянием, главным средством производства. В связи с этим необходимы программа долго-, средне- и краткосрочного планирования перспектив развития земель сельскохозяйственного назначения на основе их охраны, зонирования, а также выделение соответствующих финансовых средств для ее реализации.

Другими актуальными направлениями современного землеустройства в России стали: консервация и землевание малопродуктивных и загрязненных земель; рекультивации нарушенных земель [2]. Промедление в решении этой проблемы чревато серьезными экологическими, социальными и финансовыми последствиями.

Литература

1. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 N 136-ФЗ в редакции от 30.12.2012 года с изменениями и дополнениями, вступающими в силу с 01.01.2013 года. [Электронный ресурс] // Условия доступа: // <http://www.logos-pravo.ru/page.php?id=1596>
2. Волков С.Н., Лойко П.Ф. Обоснование необходимости и основные направления государственного регулирования проведения землеустройства на землях сельскохозяйственного назначения. [Электронный ресурс] // Условия доступа <http://do.gendocs.ru/docs/index-309141.html>

ОБЩАЯ ОЦЕНКА ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ В ЛАТВИИ

В.З. Баумане, профессор

Латвийский сельскохозяйственный университет, г. Елгава, Латвия

Земля является основным богатством для каждой страны. Ее качество, местоположение и деятельность предпринимателей создают потенциал для развития различных отраслей [1]. Согласно информации, предоставленной Государственной земельной службой, в 2012 году в Латвии самые большие ресурсы земель составляли леса – 45,9% от всей сельской территории и 37,6% земли сельскохозяйственного пользования.

Нами были проведены: общая оценка сельской территории, используемой главным образом для сельскохозяйственных нужд, анализ видов землепользования и качества сельскохозяйственных земель. Правовой статус в данном исследовании не оценивали.

Объектом недвижимости для сельскохозяйственных целей являются земли, для которых указан главный вид хозяйственной деятельности (сельское хозяйство) и земли, используемые для посева, кошения травы, выпаса животных, кормовых трав, фруктовых садов и других многолетних растений, а также для овощеводства, цветоводства, рыбоводства и выращивания тепличных культур. В группе «Целевое назначение» различают крестьянские хозяйства, приусадебные хозяйства, специализированные государственные хозяйства, комплексы сельскохозяйственных предприятий, которые вместе с землей сельскохозяйственного пользования в соответствии со спецификой производства используют необходимые строения. Группа занимает 60% от сельской территории страны. Удельный вес земель сельскохозяйственного назначения составляет в ней почти 61%. Их структура выглядит следующим образом: 72% пашни, 17% пастбище, 9% луга, 1% фруктовые сады. Мелиорация произведена только на 64,2% земель сельскохозяйственного назначения.

Анализ изменений, произошедших с 2006 года (таблица 1) показал, что почти в каждом виде угодий земель сельскохозяйственного назначения произошло сокращение площадей. Прирост происходил только по следующим позициям: 1,3% - фруктовые сады, 2,0% - луга, 6,6% - пастбища, 2,0% - земля дорог.

Таблица

Показатели, характеризующие земельные ресурсы цели для сельскохозяйственных нужд, % (2006 и 2012 года)

Показатель	2006 год	2012 год	Базовый прирост, %
1	2	3	4
Удельный вес площади земли цели для с.-х. нужд в сельской территории страны	62	60,0	-3,4
Удельный вес площади земли сельскохозяйственного пользования в общей площади земель с.-х. назначения	59,8	60,8	-1,9
Удельный вес площади земли с.-х. пользования в общей площади земель с.-х. назначения сельской территории страны	97,2	97,2	-1,9
Удельный вес площади пахотной земли в площади земель с.-х. назначения	44,4	44,0	-4,3
Удельный вес площади пахотной земли в площади земли с.-х. пользования в землях с.-х. назначения	74,2	72,5	-4,3
Удельный вес площади фруктовых садов в площади земель сельскохозяйственного назначения	1,0	1,1	1,3
Удельный вес площади лугов в площади земель с.-х. назначения	8,9	9,2	2,0
Удельный вес площади пастбищ в площади земли с.-х. пользования	15,9	17,3	6,6
Удельный вес площади леса в площади земель с.-х. назначения	29,2	28,6	-5,1
Удельный вес площади леса земель с.-х. назначения в общей площади земли леса сельской территории страны	40,2	37,4	-5,1
Удельный вес площади кустарников земель с.-х. назначения	2,6	2,6	-2,6
Удельный вес площади леса земель с.-х. назначения в общей площади земли леса сельской территории страны	90,3	88,4	-2,6
Удельный вес площади земли под строениями в площади земель с.-х. назначения	1,4	1,3	-11,6
Удельный вес площади земли дорог в площади земли цели для с.-х. нужд	0,7	0,7	2,0
Удельный вес площади остальной земли в площади земель с.-х. назначения	2,5	2,2	-13,5

Максимальное сокращение произошло по площадям остальной земли -13,5% и в землях под строениями - 11,6%. Сократились площади земель под лесом - 5,1% и кустарниками -2,6% и под пашней – 4,3%.

Следует отметить, что с развитием системы мониторинга земли, происходила коррекция определения площадей разных видов землепользования (это надо особенно учитывать в анализе площадей, для которых отмечено сокращение).

В связи со структурными изменениями в сельском хозяйстве произошли: уменьшение числа хозяйств, зарастание полей и сохранение неиспользуемых земель. По данным Государственной службы земли, в Латвии уже сейчас не используются 19,2% (443,8 тыс. га) земель. Они постепенно зарастают сорняками и кустарниками. Это ведет к деградации земель и ландшафтов, снижает плодородие почв и качество, негативно отражается на рентабельности сельского хозяйства, а также на развитии сельского туризма.

По данным Службы поддержки села, 13,1% земель заросли сорняками, 2,1% - кустарниками, фактически изменяя виды землепользования. Традиционно землями сельскохозяйственного назначения считается территория, где производится сельскохозяйственная продукция [2]. Если земля сельскохозяйственного назначения эффективно не используется, ее следует освободить для других целей (лесное хозяйство, строительство, выращивание энергетических культур и др.) для получения экономической выгоды.

Если в Латвии проблемой является неэффективное землепользование, то в других странах Европейского союза речь идет уже о нехватке сельскохозяйственных земель. В сообщении Европейской Комиссии Европейскому Совету и Европейскому Парламенту (COM/2004/0686) [3] «ЕС руководящие указания по разработке политики земли и поддержке развивающихся стран в процессах реформ» указано, что вопрос о земле опять стал актуальным связи с растущим ее дефицитом, опасением конфликтов, связанных с перераспределением земель и бедностью в селах. Потому повышение эффективности землепользования в сельском хозяйстве является новым, кардинальным вопросом, который в значительной степени обеспечивает устойчивое развитие региона. Для его решения необходимо оценить качественные и количественные показатели земельных ресурсов в Латвии и в сельских территориях.

Литература

1. Boruks A. (2004) Dabas apstākļi un to ietekme uz agrovidi Latvijā. Rīga, 290 lpp.
2. Dobeļe A. (2005) Zemes resursu izmantošana Latvijā, Latvijas Lauksaimniecības universitāte. Jelgava, 33lpp.
3. Zemes politikas pamatnostādnes 2008.-2014.gadam (2008) Ministru kabineta rīkojums nr.613.

ВЛИЯНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ НА ЭНЕРГОЗАТРАТЫ ВНУТРИПОЛЕВЫХ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ РАБОТ ПРИ ВОЗДЕЛЫВАНИИ ОСНОВНЫХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ КУЛЬТУР

А.Н. Авдеев

Научный руководитель доцент А.В. Колмыков

Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Беларусь

Современное сельскохозяйственное производство агропромышленного комплекса Республики Беларусь характеризуется интенсивным потреблением всех видов энергоресурсов, поэтому одной из важнейших задач, стоящих перед сельским хозяйством является внедрение энергосберегающих технологий и повышение на этой основе эффективности производства.

На затраты энергии в земледелии влияют многие факторы, среди которых важное место занимают пространственные условия землепользования, характеризующиеся длиной гона, углом склона, удельным сопротивлением почв, удаленностью обрабатываемых рабочих участков пахотных земель от хозяйственных центров и другими показателями.

Цель данной работы состоит в изучении влияния пространственных факторов на внутриполевые энергозатраты при возделывании основных сельскохозяйственных культур.

Объектом изучения служат производственные процессы возделывания и технологии возделывания основных сельскохозяйственных культур. Исследование выполнено с использованием методических подходов, разработанных на кафедре землеустройства в Белорусской государственной сельскохозяйственной академии [5-7].

Специфика сельского хозяйства заключается в том, что совершенствование технологий производства продукции растениеводства может обуславливаться изменением территориального устройства сельскохозяйственного землепользования. В то же время территориальная организация использования земель нередко ограничивает производственную деятельность сельскохозяйственных предприятий в пользу экологии, сохранения существующих природных и создания новых элементов организации территории.

Во всех случаях организация использования земель основывается на относительно стабильных элементах территории, закрепленных в природе. Изучение опыта землеустроительного проектирования в республике показало, что в процессе принятия землеустроительных проектных решений по организации территории и использования земель сельскохозяйственных предприятий выполняется анализ соответствия существующей организации производства и территории современным требованиям и технологиям сельскохозяйственного производства, выявляются возможности внедрения научно-обоснованной системы земледелия.

При этом существенное внимание уделяется формам организационно-производственной структуры сельскохозяйственного предприятия, размерам их производственных подразделений, устранению обезлички

использовании земель, организации и устройству пахотных и луговых земель с учетом использования современной сельскохозяйственной техники, прогрессивных методов земледелия, а также создания системы противоэрозионных мероприятий и обеспечения охраны окружающей среды.

Выявлено, что на каждом этапе развития сельского хозяйства республики, предъявляются соответствующие требования, устанавливаются принципы и критерии организации рационального использования и охраны земель.

Основопологающим принципом организации производства и территории сельскохозяйственного предприятия является создание условий для повышения урожайности сельскохозяйственных культур, продуктивности луговых земель при соблюдении требований экологии и сохранения плодородия почв.

Важными составляющими организации эффективного использования земель, по мнению С.Н. Волкова и других ученых [3], является:

- оценка биоклиматического потенциала земель сельскохозяйственного предприятия и на этой основе определение состава сельскохозяйственных культур и отраслей животноводства, объемов производства продукции;

- составление производственной программы предприятия, которая обеспечивается соответствующими ресурсами и позволяет получить прибыль в максимальных размерах;

- определение к освоению, трансформации и улучшению только тех участков земель, затраты на которых обеспечиваются лимитами денежно-материальных средств и трудовых ресурсов;

- снижение интенсивности использования участков пахотных и луговых земель, на которых возникла угроза экологической стабильности территории и развития деградации почв.

Практика сельскохозяйственного производства показывает, что система рационального использования земли должна носить как правило природоохранный, ресурсосберегающий характер, предусматривать сохранение и приумножение плодородия почв, ограничение антропогенного воздействия на растительный и животный мир и другие компоненты окружающей среды. Особую актуальность здесь приобретает учет соответствия почвенно-агрохимических свойств участков пахотных земель принятым технологиям возделывания сельскохозяйственных культур, использовании удобрений и проведении мелиоративных работ.

Объемы затрат труда, материальных и энергетических ресурсов при возделывании сельскохозяйственных культур предопределяются ранее приведенными нами пространственными характеристиками землепользования.

До настоящего времени экономическая оценка принимаемых землеустроительных проектных решений и эффективности использования земель выполнялась в денежном исчислении. Однако в условиях развивающейся рыночной экономике наблюдается постоянное изменение и диспаритет цен на сельскохозяйственную и промышленную продукцию, наличие инфляции и др., поэтому традиционное использование только стоимостных показателей без натуральных и условно-натуральных не обеспечивает получение достоверных выводов о принимаемых проектных и управленческих решениях. Устранить этот недостаток предлагается путем использования энергетического подхода к оценке землеустроительных проектных решений и эффективности использования земель, что позволит избежать колебаний рыночной конъюнктуры цен и других негативных моментов.

Оценку экономической эффективности организации использования сельскохозяйственных земель целесообразно выполнять в энергетическом исчислении, то есть производить энергетическую оценку эффективности использования земель.

Под организацией энергетически эффективного использования пахотных земель нами понимается приспособление их территории с учетом качественного состава почв и технологических характеристик под максимальное производство продукции растениеводства с минимальными энергозатратами при сохранении плодородия почв.

Организация энергетически эффективного использования пахотных земель является составной частью организации земель и состоит в создании оптимальных пространственных условий размещения посевов сельскохозяйственных культур по агротехническим однородным рабочим участкам, сформированным на пахотных землях, что приводит к повышению урожайности сельскохозяйственных культур и снижению энергозатрат в земледелии, повышению энергетической эффективности возделывания сельскохозяйственных культур.

В процессе исследований нами рассматривалось влияние на внутрислоевые механизированные энергозатраты при возделывании сельскохозяйственных культур только трех факторов – угла склона, длины гона и удельного сопротивления почвы, остальные составляющие принимались постоянными со среднереспубликанскими значениями: степень изрезанности полей препятствиями равная 5, класс сложности конфигурации - 1, влажность - 20 %, каменистость - 1 м³/га. Удельное сопротивление почвы изменялось от 43 до 58 кПа, длина гона поля от 100 до 1000 м, а угол склона от 10 до 30.

Анализ приведенных данных свидетельствует, что при уменьшении длины гона с 1000 до 100 м, энергозатраты возрастают по кукурузе на силос – на 27,8%, по льну – 29,2, многолетним травам на сено – 28,9, по зерновым, картофелю и корнеплодам на 29,0%. Изменение угла склона от 10 до 30 приводит к увеличению энергетической эффективности в среднем на 12% по всем культурам. При изменении удельного сопротивления почвы с 43 кПа до 58 кПа энергозатраты увеличиваются на 5,3 % для картофеля и корнеплодов, 5,33 – для зерновых, 5,44 – кукурузы на силос, 5,31 – льна, 5,27% – для многолетних трав.

Исследования показали, что значительное увеличение энергозатрат происходит при уменьшении длины гона с 1000 м до 100 м.

Учитывая то, что энергозатраты при возделывании пропашных культур, в особенности картофеля, выше, чем у остальных сельскохозяйственных культур, их рекомендуется размещать на полях с лучшими пространственными показателями, то есть на рабочих участках с наибольшей длиной гона, с меньшими уклонами и удельным сопротивлением почв.

Данные проведенных исследований свидетельствуют о том, что энергосбережение может обеспечиваться за счёт правильных землеустроительных мероприятий, то есть рациональной организации территории, размещения сельскохозяйственных культур с учётом рекомендуемых пространственных факторов. Это позволит снизить энергозатраты и повысить эффективность сельскохозяйственного производства.

Литература

1. Варламов А.А., Волков С.Н. Повышение эффективности использования земли. – М.: Агропромиздат, 1991. – 144 с.
2. Варламов А.А. Эффективность земледелия и организация территории хозяйств. – М.: Знание, 1988. – 64 с.
3. Волков С.Н. Экономическое обоснование организации севооборотов в условиях новых методов хозяйствования. – М.: Моск. Ин – т. инженеров землеустройства, 1987. – 35 с.
4. Колмыков А.В. Оценка влияния пространственных факторов и производительных свойств земли на энергозатраты в земледелии // Вестник Белорусской государственной сельскохозяйственной академии, научн.-методич. журнал., 2011. – №2. – С.110-117.
5. Колмыков А.В. Оценка энергозатрат на механизированные внутривидовые работы в растениеводстве с учетом пространственных факторов / А.В. Колмыков, Г.В. Колосов // Вестник Белорусской государственной сельскохозяйственной академии, научн.-методич. журнал., 2009. – №4. - С.141-145.
6. Колмыков В.Ф. Территориальные основы повышения энергетической эффективности возделывания сельскохозяйственных культур / В.Ф. Колмыков, А.В. Колмыков // Вестник Белорусской государственной сельскохозяйственной академии, научн.-методич. журнал., 2008. – №2. - С.93-97.
7. Колмыков В.Ф. Эффективное использование земель и организация территории в АПК: Монография. – Горки: БГСХА, 2003. – 184 с.

АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ

Е.Д. Авдеева

Научный руководитель доцент С.А. Тимонина

Омский государственный аграрный университет им. П.А. Столыпина, г. Омск, Россия

Термин «инвестиции» происходит от латинского «invest», что означает вкладывать и имеет несколько значений. Под инвестиционными ресурсами понимается недвижимость, имущество, машины, оборудование, технологии, денежные средства, вклады в банках, ценные бумаги, имущественные права, лицензии, интеллектуальные ценности, вкладываемые как способ помещения капитала в предпринимательскую деятельность с целью их сохранения или возрастания. Другими словами, инвестиции представляют собой инструмент, с помощью которого можно поместить ресурсы в объект инвестирования и обеспечить положительную величину дохода [1].

Источниками инвестиционных средств могут быть реинвестирование собственной прибыли и привлечение внешних средств. В условиях дефицита собственных источников финансирования инвестиций в формирование единых объектов недвижимости актуальной становится проблема поиска свободных средств. На современном этапе развития процесса инвестирования в объекты недвижимости источниками финансирования могут быть:

1. Независимые инвесторы, представляющие объем частного капитала.
2. Инвесторы, привлекающие заемные коммерческие средства или привлекающие заемные бюджетные средства (государственные средства или средства местного бюджета) в виде государственного или муниципального кредитования.
3. Инвесторы, привлекающие смешанный капитал, как частный, так и заемный (коммерческий, государственный).
4. Федеральный бюджет - в случае реализации национальных проектов, целевых программ, при народно-хозяйственном и промышленном строительстве.
5. Бюджет субъекта РФ - в случае реализации проектов областного значения, целевых программ, реализуемых субъектом.
6. Муниципальный бюджет - в случае формирования недвижимости и улучшений, находящихся в муниципальной собственности.
7. Средства консолидированного бюджета - при распределении долей участия в проекте (при наличии таких условий).

Инвестиционные вложения обеспечивают обновление и улучшение основных средств, в том числе и использования земли. Вместе с тем именно земля определяет реальную потребность в инвестициях. Поэтому любые инвестиционные мероприятия в организацию использования объектов недвижимости должны сопровождаться или предваряться мероприятиями по изучению и обустройству земли, то есть землеустройством, его методами, обеспечивающими рациональное использование земли [2].

Земля является базисной составляющей любой недвижимости и как объект инвестирования имеет следующие особенности:

1. обеспечивает наилучшую защиту капитала от инфляции - темпы роста цены земли в большинстве крупных городов значительно опережают темпы инфляции (от 30% до 200%);
2. всегда на пике спроса - согласно статистике с каждым годом потребность в земле все больше растет;
3. как ресурс дает широкие возможности для использования и применения: в личных целях (можно использовать как актив для жизни и отдыха), в качестве ресурса для развития бизнеса и в целях дальнейшего увеличения стоимости (ленддевелопмент);
4. обладает неограниченным сроком годности и в динамике обладает все большей ликвидностью (в случае острой необходимости приобретенный актив обладает возможностью ускоренной реализации и скорейшего возврата вложенных средств);
5. земля обеспечивает минимальные риски инвестиций - обладатель прав собственности на землю гарантированно получает доход от ее продажи;
6. собственно, земля гарантирована законом и неоспорима - юридическая чистота легко проверяема.
7. Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что земля является одним из самых надёжных объектов для вложения средств и является базовой составляющей единого объекта недвижимости.

В сфере формирования единого объекта недвижимости возможны различные варианты развития земельного участка. Выбор варианта с точки зрения наиболее эффективного инвестирования должен сопровождаться анализом показателей проекта. Для анализа таких показателей варианты развития должны дифференцироваться по инвестиционным проектам. Инвестиционный проект - обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе необходимая проектная документация, разработанная в соответствии с законодательством Российской Федерации и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план).

Подвергнуть инвестиционный проект оценке эффективности можно при наличии следующих условий:

- при наличии утвержденного сметного расчета в базовых и текущих ценах;
- при наличии утвержденного календарного плана реализации инвестиций по периодам;
- при расчете всех возможных эффектов от реализации проекта (чистого дохода от прибыли, экономии, снижения затрат, от увеличения ценности имущества и т.п.);
- при расчете текущих затрат на содержание, эксплуатацию, амортизацию, транспортных затрат, затрат на потребление услуг (водо-, тепло-, газо-, энергопотребление и т.п.);
- при оценке всего налогового окружения (информация о возможных видах налогов, о налогооблагаемых базах этих видов налогов, условиях их изъятия и о ставках).

Любой инвестиционный проект подразделяется на две стадии:

1. Стадия реализации активов путем финансирования инвестиций (непосредственно финансирование инвестиций по периодам реализации).

2. Период операционной деятельности (период получения доходов от проекта с учетом текущих затрат).

Все два периода инвестиций составляют понятие «жизненный цикл инвестиционного проекта». Однако не всегда периоды поочередно сменяют друг друга. Они также могут перекрываться и накладываться. Это актуально в случае, если объект - улучшение земельного участка - возводится очередями и первые очереди уже вводятся в эксплуатацию. Период операционной деятельности характеризуется понятием «горизонт расчета», т.е. длительность получения доходов. Кроме того, при установлении горизонта расчета инвестиционного проекта пользуются СНиПами, регулирующими срок службы отдельных зданий, жилых помещений, коммуникаций, поскольку именно они регулируют сроки реконструкции и межкапитальных ремонтов. В этом случае горизонт расчета приравнивается к таким срокам, и расчет ведется до начала момента реконструкции или последующих улучшений объекта, т.е. до момента реинвестирования. Иногда инвестор планирует продажу единого объекта недвижимости в конце периода использования, тогда горизонт расчета соответствует сроку владения, пользования и распоряжения своим имуществом до момента его продажи.

Для проекта инвестирования в формирование единого объекта недвижимости разработана концептуальная схема оценки эффективности инвестиционного проекта. На первом этапе определяют эффективность инвестиций в целом, исходя из предположения, что они будут профинансированы целиком за счет собственных средств, чтобы выявить потенциальных инвесторов. Если проект признается общественно значимым, то в первую очередь следует оценивать его общественную эффективность, при неудовлетворительных результатах которой следует отказаться от его реализации. В этом случае государственная поддержка за счет дотаций и целевых программ будет исключена.

Если для общественно значимого проекта результаты общественной эффективности удовлетворяют, то можно оценить и коммерческую эффективность. В случае неудовлетворения результатами коммерческой эффективности общественно значимого проекта рекомендуется прибегнуть к формам государственной поддержки (дотации, целевые средства). Если проект предназначен непосредственно для коммерческих целей, то и оценивается только коммерческая эффективность. В случае удовлетворения результатами коммерческой эффективности как коммерчески, так и общественно значимых проектов переходят ко второму этапу оценки эффективности инвестиционных проектов, позволяющему определить источники финансирования проекта и эффективность участия их в проекте. Однако при наличии предварительной информации о возможных источниках финансирования затрат, оценку коммерческой эффективности проекта, впрочем, как и весь первый этап оценки, принято исключать, то есть, по сути, необходимость коммерческой эффективности инвестиций в формирование единого объекта недвижимости на первом этапе оценки связывается с процессом поиска инвестора.

Для ряда бюджетных проектов, особенно связанных с формированием единого объекта недвижимости, имеющих народнохозяйственное значение (например, инженерная инфраструктура), задача исполнительных органов власти, уполномоченных контролировать процесс реализации проекта, - показать в проектно-технической документации необходимость привлечения бюджетных средств наряду с вероятным привлечением частного инвестора в соответствии с перечисленными этапами оценки. Первый этап оценки может быть исключен полностью еще и в том случае, если общественный или коммерческий проект осуществляется за счет конкретного частного инвестора, полностью заинтересованного в его реализации.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что инвестиционный процесс по формированию единых объектов недвижимости имеют свои особенности, обусловленные их спецификой, а потому требуют научного исследования. Кроме того, наличие разных вариантов улучшений земельных участков в процессе формирования единых объектов недвижимости требуют комплексной оценки эффективности их инвестиционных проектов.

Литература

1. Водяников В.Т. Экономическая оценка инвестиций в агропромышленном комплексе: учеб. пособие / В.Т. Водяников, Д.Ю. Судник. – М.:ЮРКНИГА, 2004 – 200 с.
2. Система инвестиций, необходимых для обеспечения рационального использования земли / Л.П. Бадера // Сборник научных трудов. – Омск: ИПК Е.А. Машкеевой, 2009. – 270 с.

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА 2007 – 2012 ГГ.

А.В. Алиферова

Научный руководитель профессор О.А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Состояние земель сельскохозяйственного назначения всегда имело большое значение для всего агропромышленного комплекса. Контроль за неблагоприятными процессами (эрозийное разрушение, вывод из оборота, зарастание кустарником и лесом, заболачивание и подтопление) невозможен без точных данных о площадях, местоположении и текущем состоянии всех сельскохозяйственных угодий. Данные сезонного мониторинга собираются, публикуются и могут быть использованы для дальнейших исследований. Данная работа содержит информацию о состоянии сельскохозяйственных земель на территории Томской области за последние 5 лет, анализ изменений по годам, площадям, угодьям за это же время и выводы по результатам анализа о процессах, происходящих с землями агропромышленного комплекса и степени их влияния на состояние сельского хозяйства области.

Томская область в современных границах была основана указом Верховного Совета СССР от 13 августа 1944 года. Область занимает юго-восточную часть Западносибирской равнины и имеет общие границы с Тюменской областью и Ханты-Мансийским автономным округом на севере и северо-западе, Омской областью на западе, Новосибирской и Кемеровской областями на юге и Красноярском краем на востоке. Земельный фонд Томской области на 1 января 2012 года составляет 31439,1 тыс. га. Основные площади сельскохозяйственных угодий расположены в южной ее части и в долинах крупных рек [4].

Прежде чем приступить к анализу информации, необходимо определить разницу в некоторых понятиях, используемых в соответствии с Земельным кодексом РФ в данной статье.

Землями сельскохозяйственного назначения признаются земли, находящиеся за границами населенного пункта и предоставленные для нужд сельского хозяйства, а также предназначенные для этих целей. Земли данной категории выступают как основное средство производства в сельском хозяйстве, имеют особый правовой режим и подлежат особой охране, направленной на сохранение их площади, предотвращение развития негативных процессов и повышение плодородия почв [1].

Земельные угодья – это земли, систематически используемые или пригодные к использованию для конкретных хозяйственных целей и отличающиеся по природно-историческим признакам, они делятся на сельскохозяйственные и несельскохозяйственные.

Сельскохозяйственные угодья – это земельные угодья, систематически используемые для получения сельскохозяйственной продукции. Сельскохозяйственные угодья подлежат особой охране. Предоставление их для несельскохозяйственных нужд допускается в исключительных случаях. Сельскохозяйственные угодья включают в себя: пашню, залежь, кормовые угодья (сенокосы и пастбища) и многолетние насаждения [1].

Таким образом, следует понимать, что не все сельскохозяйственные угодья являются землями сельскохозяйственного назначения и наоборот. Они входят в состав земель населенных пунктов, земель промышленности, энергетики, транспорта, связи и иного специального назначения, земель лесного фонда, водного фонда и т.д.

Общая площадь земель сельскохозяйственного назначения и сельскохозяйственных угодий в Томской области в рассматриваемом периоде изменялась следующим образом (таблица):

Таблица

Динамика изменения площадей земель различных категорий

Год	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Площадь земель сельскохозяйственного назначения	3479,1	3477,9	3475,5	3474,8	2020,6	2020	2020
Площадь сельскохозяйственных угодий в составе земель сельскохозяйственного назначения	НД*	НД*	НД*	1245,5	1243,6	1243,3	НД*
Площадь сельскохозяйственных угодий всего по области	1371,2	1371,2	1371,2	1371,2	1371,2	1371,1	1371,1

НД* - нет данных.

За рассматриваемый период площадь земель сельскохозяйственного назначения сократилась на 1457,9 тыс. га, это более чем в 1,7 раза! Что же произошло с этими землями?

Эту информацию должны отражать доклады о состоянии земель в Томской области за 2007 – 2012 гг. [2 - 4].

Согласно содержащимся в них сведениям, в текущие годы происходило увеличение площади земель населенных пунктов именно за счет земель сельскохозяйственного назначения. Например, в 2009 году, на основании распоряжений Администрации Томской области №126-ра от 13.03.2009, №137-ра от 17.03.2009, №448-ра от 08.07.2009г. земельные участки из состава земель сельскохозяйственного назначения были включены в границы населенных пунктов. Общая площадь этих земельных участков составила 238,41 га.

Важным показателем, характеризующим состояния земель сельскохозяйственного назначения, является структура распределения площадей различных угодий внутри них. Отчетные данные по Томской области появились с 2009 года, но и по ним можно проследить наметившиеся тенденции. Как видно из рисунка, к 2010 году резко сократилась площадь лесных угодий в доле земель сельскохозяйственного назначения.

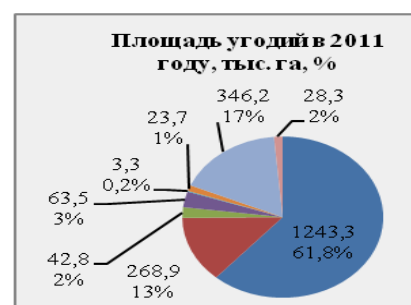
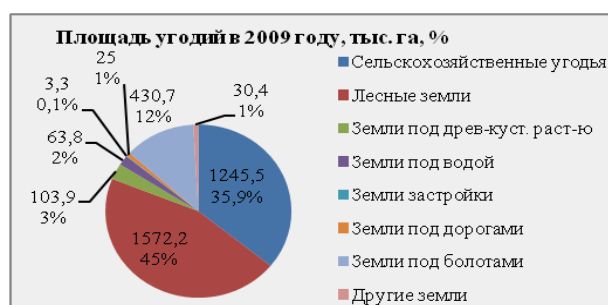


Рисунок. Структура земель сельскохозяйственного назначения по площади угодий в Томской области

Из сопоставления данных таблицы и рисунка можно сделать вывод, что именно в 2009 году было произведено резкое сокращение общей площади земель сельскохозяйственного назначения за счет лесных земель. Это было сделано на основании поручения первого заместителя Председателя Правительства РФ от 07.11.2007 № ДМ-П9-5548, ходатайства Департамента развития предпринимательства и реального сектора экономики Томской области и распоряжения Администрации Томской области №42-р-з от 21.07.2009г. и №19-р-з от 05.05.2010г., в которых содержатся указания о переводе лесных площадей из категорий земель сельскохозяйственного назначения (1454.1 тыс.га) в состав земель лесного фонда. Стоит также отметить, что данный процесс должен был иметь место на территории всех субъектов в РФ [5], однако даже на 2012 год не был осуществлен полностью. Например, в Тверской области было переучтено 1183,4 тыс. га земель [6], в Нижегородской области 111,0 тыс. га [7], в Вологодской области 2844,6 тыс. га [8] и т.д.

Анализ этих преобразований выявил следующую динамику: ежегодно от земель сельскохозяйственного назначения 2-3 тысячи гектар земли переходят в земли населенных пунктов или в земли промышленности, энергетики, транспорта ... иного специального назначения. В последний год наблюдается замедление этого процесса и это главная позитивная тенденция.

Для сохранения площадей сельскохозяйственных угодий необходимо: постоянно контролировать вид разрешенного использования земель и процесс перевода земель из одной категории в другую, не допуская забрасывания угодий и их зарастания кустарником и лесом, следить за качеством этих земель и вовремя проводить рекультивацию нарушенных.

В будущем было бы интересно добавить к этому анализу данные о плодородии почв отчуждаемых земель, провести корреляционный анализ, чтобы выявить, насколько рациональным был перевод именно этих земель в другую категорию. Возможно составление карты перевода земель из одной категории в другую с целью обеспечения достаточной наглядности.

Литература

1. Земельный кодекс Российской Федерации, в ред. Федерального закона от 22.07.2008 N 141-ФЗ / Собрание законодательства Российской Федерации – С. 77 – 79.
2. Доклад о состоянии и использовании земель Томской области в 2009 году / Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Томской области. – Томск, 2010 г. – 45 с.
3. Доклад о состоянии и использовании земель Томской области в 2010 году / Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Томской области. – Томск, 2011 г. – 52 с.
4. Доклад о состоянии и использовании земель Томской области в 2011 году / Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Томской области. – Томск, 2012 г. – 66 с.
5. О состоянии и использовании земель в Российской Федерации в 2008 году. Государственный (национальный) доклад [Электронный ресурс] / <http://www.protown.ru/information/hide/2633.html>
6. Доклад о результатах и основных направлениях деятельности Департамента управления природными ресурсами и охраны окружающей среды Тверской области за 2009 год / Департамент управления природными ресурсами и охраны окружающей среды Тверской области. – Тверь, 2010 г. – 42 с.
7. Доклад о состоянии земельных ресурсов Нижегородской области [Электронный ресурс] <http://minesoon.ru/otchet-y-o-deyatelnosti>
8. Грачев В. Лесные земли требуют учета // Новый лесной журнал, 2009г. – № 3. – С. 20 – 22.

ПРОЕКТ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ С ОСОБЫМ РЕЖИМОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ**Л.В. Бабинович, Д.Д. Федотова**

Научный руководитель доцент С.В. Серяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день существует множество территорий с особым режимом использования. Они охраняются на уровне закона во всех странах мира. Такие территории сильно подвержены антропогенной нагрузке и, чтоб уменьшить влияние деятельности человека, им придают статус особо охраняемых.

Нами разработан проект территориального планирования особо охраняемой природной территории (ООПТ) «Озерного комплекса п. Самусь», площадью 3732 га, которая расположена в окрестностях посёлка Самусь, Томской области и включает в себя шесть озёр с песчаным дном, самые крупные из них Круглое, Мальцево и Яково. Целью проекта является: создание условий, обеспечивающих сохранение уникальной водной экосистемы, имеющей природоохранное, научное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, а также организация на территории функциональных зон, необходимых для ее рационального использования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач по:

сохранению и восстановлению озерного комплекса;
поддержанию благоприятного экологического баланса в гидрологической системе озерного комплекса;
сохранению оптимальной структуры местного ландшафта, разнообразия природных комплексов и условий, сформировавшихся в процессе длительного освоения и традиционного использования территории ландшафтов;

организации экологически целесообразного использования водосборного бассейна озер;
созданию условий для летнего и зимнего отдыха населения и сохранению рекреационных ресурсов;
внедрению методов охраны природы в условиях рекреационного использования территории.

В соответствии с проведенным анализом экологических, социальных, технических и экономических показателей, а также с учетом туристической привлекательности отдельных районов, на территории ООПТ следует выделить следующие основные функциональные зоны:

1. Заповедная, в пределах которой будет запрещена любая хозяйственная деятельность и рекреационное использование территории.

Создание этой зоны позволит решить ряд проблем, связанных с вмешательством человека в уникальный экологический комплекс.

2. Туристическая, которая включает:

А) зону познавательного туризма, предназначенную для ознакомления с достопримечательными объектами озерного комплекса. Она предполагает создание пеших троп для прогулок по озерному комплексу, ознакомления с его историей, а также кратковременные экскурсии об обычаях и традициях местного населения.

Б) зону пребывания посетителей – это территория свободного передвижения отдыхающих;

В) рекреационно-туристическую зону, предназначенную для размещения мест ночлега, палаточных лагерей и иных объектов туристского сервиса, культурного, бытового и информационного обслуживания посетителей, а также создания специально отведенных зон отдыха людей.

1. Хозяйственного назначения, в пределах которой осуществляется хозяйственная деятельность, необходимая для обеспечения функционирования озерного комплекса.
2. Жилой застройки, которая предполагает формирование полноценной жилой среды, обеспеченной необходимой инженерной инфраструктурой, для постоянного проживания обслуживающего персонала и их семей.
3. Особо охраняемая, в пределах которой обеспечиваются условия для сохранения объектов природного комплекса и существует необходимость строго регулируемого посещения, исключающее бесконтрольное пребывание людей [1,2,3].

Реализация проекта позволит, главным образом, решить те задачи, которые были поставлены ранее, а именно:

1. снизить антропогенную нагрузку на природные объекты, улучшить их экологическое состояние (улучшить гидрологический баланс всего комплекса в целом, а также возобновляемость лесов);
2. перейти от «дикого» отдыха людей к цивилизованному с минимальным ущербом для окружающей среды;
3. улучшить экономическое положение близ лежащих населенных пунктов, а также всего городского образования ЗАТО Северск [4].

Графическая часть проекта развития ООПТ «Озерный комплекс п. Самусь» была выполнена при помощи ГИС-технологий, а именно программы Quantum GIS. Карта содержит данные о месторасположении территории, ее координаты, границы ООПТ и функциональных зон (рис.1).

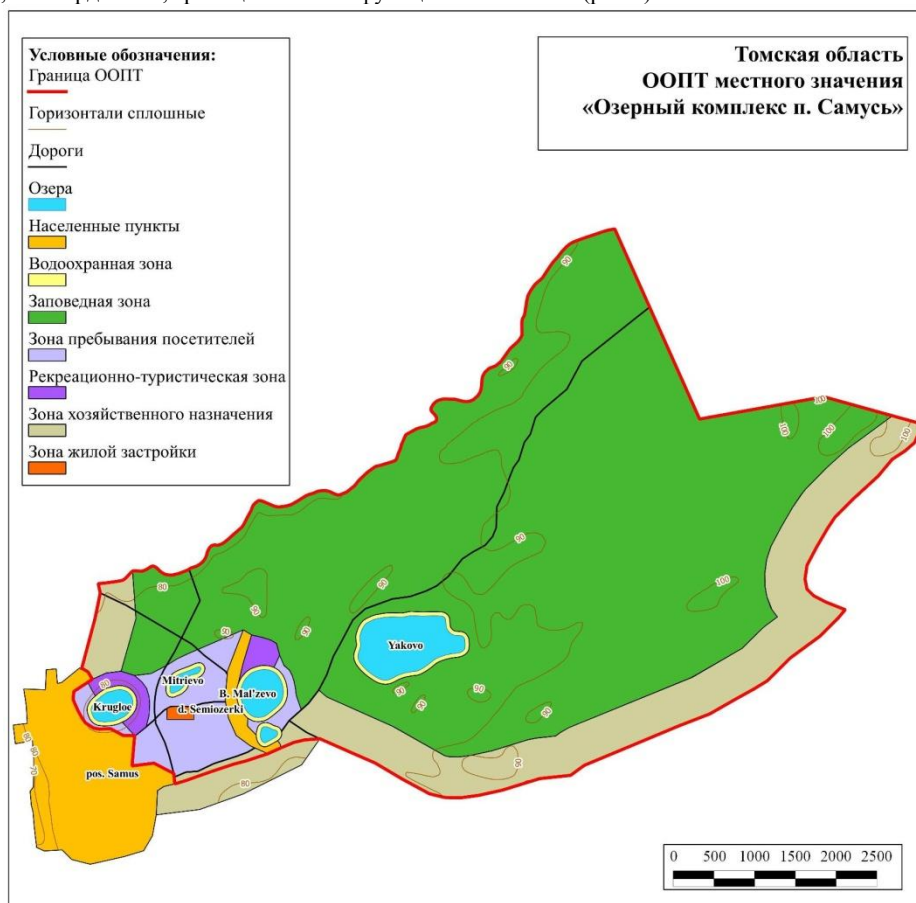


Рис.1. Карта размещения функциональных зон на территории «Озерного комплекса п. Самусь»

Одной из важнейших общественных задач ООПТ является создание благоприятных условий для удовлетворения потребностей граждан в непосредственном общении с природой и культурном отдыхе при сохранности уникальных природных объектов. Но не стоит забывать, что неконтролируемое вмешательство людей в природный комплекс ведет к нарушению экологического баланса и, как следствие, к деградации существующих экосистем. Во избежание появления такого рода негативных последствий, необходимо разработать правила поведения посетителей на территориях с особым режимом охраны и использования, еженедельно осуществлять мониторинг соблюдения природоохранных и других ограничений, а также следить предельно за допустимыми рекреационными нагрузками на туристских маршрутах и объектах ООПТ.

В целом, наш проект территориального планирования в сфере организации ООПТ «Озерного комплекса п. Самусь» способствует определению приоритетов перспективного развития и рационального использования природно-охранных, рекреационно-туристических объектов, а также всей совокупности инфраструктуры территории во взаимосвязи с окружающей природной средой путем создания строго регламентированной деятельности.

Литература

1. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. От 28.07.2012)
2. СНиП 2.07.01-89* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
3. Федеральный закон от 14 марта 1995 г. N 33-ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» (в ред. от 27 декабря 2009 г.).

ОРГАНИЗАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ И СЕВОБОРОТОВ В КУПС «ИМ. КРАЕВА» ВИТЕБСКОГО РАЙОНА**Л.О. Горляк****Научный руководитель ассистент Н.Г Крундикова
Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Белоруссия**

Опыт развития земельных отношений в Беларуси показывает, что наиболее реальным механизмом наведения порядка в использовании земель, рационального переустройства территории в интересах всех собственников и пользователей земли по-прежнему остается государственное землеустройство. Общие социально-экономические задачи современного землеустройства на разном организационно - управленческом уровне актуальны и касаются вопросов национальной экономики, сельского хозяйства, промышленности, развития производственной инфраструктуры и социальной сферы [14].

Организация земель является одним из важнейших вопросов разработки проекта внутривладельческого землеустройства, в котором устанавливается хозяйственное назначение и характер использования земель, намечается улучшение земель, повышение их производительных свойств, во многом предопределяется устройство территории и экологическое состояние землепользования. КУПС им. Краева Витебского района Витебской области расположен в западной части в 20 км от областного центра г. Витебска. Административно - хозяйственный центр находится в д. Ст. Село. Территория КУПС им Краева расположена на Невельско-Городокской возвышенности. Рельеф всей территории хозяйства слабо-широко-волнистый. Микрорельеф на отдельных участках представлен западинами округлой и вытянутой формы. В животноводстве хозяйство специализируется на производстве мяса (говядины) и молока с производством зерна и кормов для животноводства.

В КУПС им. Краева Витебского района сложилось два производственных подразделения с центральной усадьбой д. Ст.Село. За предприятием закреплено 2645,3 га сельскохозяйственных земель, в том числе пахотных – 1278,5 га, луговых земель для сенокосения – 267,7га, луговых земель для выпаса сельскохозяйственных животных – 1073,7га, под постоянными культурами – 25 га. На момент разработки проекта в хозяйстве содержится 466 коров, 70 свиней, 100 голов молодняка КРС.

В КУПС им. Краева предполагается на перспективу сохранение двух производственных подразделений с центром в д. Ст. Село и д. Новики соответственно. Специализация хозяйства не изменится.

По проекту предусмотрено содержать 1100 голов крупного рогатого скота, в т.ч. 450 голов коров. В КУПС им. Краева» предусматривается стойлово-пастбищное содержания молодняка КРС, который будет выпасаться только в период текущего ремонта зданий комплекса.

Для лучшей организации пастбищного содержания скота предусмотрено закрепление луговых земель под выпас за выпасными группами скота. В среднем на одну голову коров приходится 0,25 га луговых земель под выпас скота. Поголовье скота планируется разместить на имеющихся фермах в производственных центрах.

С учетом эффективного плодородия почв, планируемыми дозами внесения органических и минеральных удобрений проектом предусмотрено повышение урожайностей сельскохозяйственных культур: зерновых – до 30 ц/га, картофеля—240ц/га, кормовых корнеплодов—420ц/га, кукурузы—240 ц/га, многолетних трав на сено- 48 ц/га.

В целях экологически обоснованной организации использования земель и устройства территории севооборотов в КУПС им. Краева проведено агроэкологическое зонирование. Оно осуществлено с использованием материалов почвенных, геоботанических, землеустроительных и других обследований и изысканий. Для каждой из выделенных зон установлены соответствующие режимы использования земель [2].

В КУПС им. Краева» разработано два варианта организации систем севооборотов. Всего по хозяйству выделено 39 рабочих участка. Площадь участков колеблется от 4,9 га до 99,1 га.

Для формирования системы севооборотов по рабочим участкам, сформированных на пахотных землях, проведена сравнительная оценка для возделывания сельскохозяйственных культур. Оценка выполнена по 3 группам факторов: пригодности различных групп почв для возделывания основных сельскохозяйственных культур, технологическим свойствам земель, экологическим условиям. В результате этой оценки рабочие участки сгруппированы в две эколого-технологические группы:

- 1 — предусмотрено выращивание всех культур;
- 2 — предусмотрено выращивание зерноотрубной продукции

В первой бригаде площадь 1-ой группы составляет 369,4 га, 2-ой – 515,га, во второй бригаде все участки объединены в 1-ую группу, площадь которой составляет 394,1 га.

Второй вариант организации севооборотов – размещение посевов сельскохозяйственных культур по рабочим участкам – разработан с учетом данных матрицы энергетической эффективности возделывания сельскохозяйственных культур, данных о предшественниках и фитосанитарных ограничениях.

Оценка разработанных вариантов размещения посевов сельскохозяйственных культур с целью установления лучшего произведена по системе технических и экономических показателей.

К техническим показателям относятся: площадь сельскохозяйственных земель, средние размеры контуров, количество производственных подразделений, севооборотов и другие.

Экономическая оценка осуществляется по следующим показателям: производство продукции на 100 га сельскохозяйственных земель, чистый доход, рентабельность.

На основании оценки по системе технических и экономических показателей в качестве лучшего выбран второй вариант размещения посевов сельскохозяйственных культур, обеспечивающий наиболее полное и эффективное использование земель и позволяющий получить больший объем продукции растениеводства и сократить затраты на ее производство.

Таким образом, проектом предусматривается разработать второй вариант, в котором предусмотрено размещение посевов сельскохозяйственных культур по годам для каждого рабочего участка на основе матрицы условного дохода с учетом предшественников и фитосанитарных условий.

В результате выполнения намеченных мероприятий рентабельность производства может повыситься до 19,1 %, в том числе в растениеводстве – до 20, в животноводстве – до 19 %.

Реализация предложений позволит создать в КУПС им. Краева Витебского района более благоприятные условия для ведения сельскохозяйственного производства.

Литература

1. Волков С.Н. Землеустройство. Теоретические основы землеустройства. – М.: Колос, 2001. – Т. 2. – 496 с.
2. Земельные отношения в Республике Беларусь: Сб. нормативных актов в области регулирования земельных отношений, исследования и охраны земель, государственной регистрации недвижимого имущества, прав на него и сделок с ним, геодезии и картографии / Сост. А.А. Гаев [и др.]. – Минск: Беларуская наука, 2003. – 583 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАДАСТРА ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ТЕРРИТОРИЙ

М.С. Горохова

Научный руководитель профессор О.А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область входит в десятку самых экологически чистых регионов в соответствии с «Экологическим рейтингом субъектов Российской Федерации», который опубликован на официальном сайте общероссийской общественной организации «Зеленый патруль» [6]. Результаты говорят о том, что государственные органы Томской области, органы местного самоуправления и сами томичи заботятся об экологической обстановке в области, понимая, что состояние окружающей среды непосредственно влияет на здоровье жителей и на здоровье будущих поколений.

Одним из основных способов сохранения окружающей природы является создание и поддержание особо охраняемых природных территорий. «Особо охраняемые природные территории (ООПТ) - участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны» [5]. Особо охраняемые природные территории — это объекты с особым правовым режимом, представляющие исключительную ценность для поддержания благоприятных условий жизни на земле. Уделяемое внимание международного права к защите ООПТ (Конвенция о биологическом разнообразии, Рио-де-Жанейро, 5 июня 1992 г.) доказывает, что создание новых и сохранение имеющихся ООПТ — важнейший путь для сохранения среды обитания человека. Умаление значения ООПТ недопустимо для правового государства [2]. Их относят к объектам общенационального достояния. Всего в Томской области в настоящий момент зарегистрировано 129 особо охраняемых природных территорий регионального значения: 16 заказников, 109 памятников природы, 3 территории рекреационного значения, 1 ботанический сад. Перечень действующих ООПТ Томской области регулярно пополняется. Для обеспечения экологически безопасного и устойчивого развития регионов РФ, их более эффективного использования и сохранения необходимы: создание базы данных этих объектов, в том числе, государственный кадастр ООПТ. «Государственный кадастр особо охраняемых природных территорий – сведения о статусе этих территорий, их географическом положении и границах, режиме особой охраны, природопользователях, эколого-просветительской, научной, экономической, исторической и культурной ценности». Кадастровая информация – инструмент мониторинга земель ООПТ [1]. Главными целями ведения государственного кадастра являются: оценка состояния природно-заповедного фонда; определение перспектив развития сети данных территорий; повышение эффективности государственного контроля над соблюдением соответствующего режима; учет данных территорий при планировании социально-экономического развития регионов. Задачами государственного кадастра ООПТ являются:

1. накопление и систематизация данных о существующих и перспективных особо охраняемых природных территориях;
2. мониторинг особо охраняемых природных территорий;
3. анализ состояния и эффективности функционирования разных категорий особо охраняемых природных территорий федерального, регионального и местного значения;
4. обеспечение информацией об ООПТ органов государственной власти федерального и регионального уровней, местного самоуправления, министерств и ведомств, государственных и общественных организаций, частных лиц.

В 2012 году Министерство природы России издала приказ «Об утверждении порядка ведения государственного кадастра особо охраняемых природных территорий», где усовершенствовали устаревшую

форму ведения кадастра данных территорий, что привело к положительной динамике в данной области. Что же именно сделали для улучшения качества информации об особо охраняемых природных территориях? Сократили срок обновления государственного кадастра ООПТ (вместо одного раза в 5 лет, стали обновлять раз в 4 года). Это способствует получению более новых и точных сведений о состоянии ООПТ и динамике их изменения. Накопление кадастровых сведений осуществляют не только на бумажных и электронных носителях, а также и в виде электронных баз данных [4]. Данное нововведение способствует систематизации всей информации об ООПТ и к более быстрой реакции на негативные изменения и их предотвращения.

В новую редакцию приказа о государственном кадастре ООПТ включены такие разделы как «Действующие ООПТ» и «Реорганизованные ООПТ», что позволяет следить за динамикой развития объектов и получать информацию о причинах возникновения или реорганизации ООПТ. Кадастровые дела о ООПТ группируют по категориям, по времени создания, по значению для более эффективного их использования. Вместо термина «статус ООПТ» применили термин «значение ООПТ»: федеральное, региональное, местное. Под статусом стали понимать действующий или реорганизованный объект. В описание природных особенностей ООПТ включен раздел о нарушенности территории, т.е. краткие сведения по истории освоения территории, площадь преобразованных (антропогенно измененных) и мало нарушенных территорий, степень современного антропогенного воздействия. Это важный пункт для осуществления контроля за экологическом состоянием охраняемых территорий. В целях оптимизации учета действующих ООПТ федерального, регионального и местного значения кадастровым делам ООПТ присваивают индивидуальные порядковые номера. Информацию региональных кадастров размещают на официальных сайтах уполномоченных органов исполнительной власти субъектов РФ в сфере ведения государственного кадастра ООПТ в сети Интернет. Ежегодно утверждают и до 20 января размещают в сети Интернет перечни ООПТ регионального и местного значения с указанием по каждой ООПТ: названия, категории, значения, профиля, кластерности, площади, площади охранной зоны, местоположения, реквизитов правовых актов об организации ООПТ, наличия международного статуса, ведомственной подчиненности [4]. Все вышеуказанные нововведения дополняет информацией об ООПТ, делают её более достоверной, точной и готовой к использованию в любой момент, за счет ведения баз данных. Помогают отслеживать малейшие изменения в состоянии ООПТ в экологической, экономической, технической и правовой сферах.

Несмотря на все положительные изменения в сфере государственного регулирования и государственного кадастра ООПТ, остаются пробелы в правовом обеспечении безопасности и слежения за изменениями границ и состояния охраняемых территорий. Их необходимо устранять путем анализа нормативно-правовых актов и дополнения федеральных законов и законов субъектов РФ необходимыми правилами для контроля за правовой системой в сфере охраны природных территорий. Данную проблему рассматривала Иванова Е.Н. в 2010г., но в силу активного изменения законодательства и внесения каждый год новых поправок в законы необходимо провести мониторинг документов и вывести предложения для адаптации, наполнения и должного функционирования законодательных актов. Область обеспечения кадастра ООПТ, точного определения границ территорий, их обустройство является местом приложения сил для землеустроителей, которые способны вывести на новый уровень государственный кадастр.

Литература

1. Ерискина Т.О., Кащенко Н.А., Семёнычева Е.М. Мониторинг особо охраняемых природных территорий на основе кадастровой информации, данных дистанционного зондирования и ГИС-технологий // журнал «Земля из космоса: наиболее эффективные решения» №5, 2010. – С.77-82
2. Иванова Е.Н. Вопросы государственного кадастрового учета земель особо охраняемых природных территорий // Журнал Российского права №12, юр. изд-во «Норма» (Москва), 2010. – С.110-116
3. Приказ Госкомэкологии РФ от 31.03.1998 №185 «О внесении дополнений в «Правила ведения государственного кадастра особо охраняемых природных территорий», утвержденные Приказом Госкомэкологии России от 04.07.97 №312»
4. Приказ Минприроды России от 19.03.2012 №69 «Об утверждении порядка ведения государственного кадастра особо охраняемых природных территорий»
5. Федеральный закон РФ от 14 марта 1995г. №33 - ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях»
6. Электронный ресурс: <http://www.greenpatrol.ru>

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРОШАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАДАСТРОВЫХ ОЦЕНОК

А.Г. Егиазарян

Научный руководитель ассистент Т.С. Меликсетян

Национальный аграрный университет Армении, г. Ереван, Армения

В республике Армении, в результате приватизации земель, в сфере сельскохозяйственного землепользования сложились новые земельные отношения, что имеет следующую количественную и качественную картину. В результате приватизации сельскохозяйственных угодий образовалось пять различных видов собственности на землю. 21.2% земли сельскохозяйственного назначения стало собственностью частных лиц, в том числе 72% пахотных земель, 90.3% многолетних насаждений, 46.3% сенокосных угодий, 1.6% пастбищ. Земельные реформы, проведенные в Армении, создали новые экономически-хозяйственные проблемы в сфере землепользования и землевладения. В составе земель сельскохозяйственного назначения площадь пахотных земель составляет 449.4 тыс. га, многолетних насаждений -33.3 тыс. га, сенокосных угодий - 127.3 тыс.

га, пастбищ - 1116.6 тыс. га, остальные 394.4 тыс.га - неиспользуемые в сельском хозяйстве земли. Из пахотных земель в сельскохозяйственном производстве фактически используется 331.8 тыс. га или 73.8%. В структуре пахотных земель зерновые культуры составляют почти 63.2%, кормовые - 18.3%, картофель - 10.4%, овощные культуры - 6.8%, остальной процент - бахчевые и технические культуры. В среднем урожайность зерновых культур в республике составляет 22.6 ц/га, картофеля - 184.4 ц/га, овощных культур - 327.1 ц/га.

До земельной реформы (1991 г.) площадь орошаемых земель составляла 296.7 тыс. га, в том числе орошаемых механическим способом - 119.642 тыс. га или 40.3% орошаемых земель [1, 5]. По статическим данным 2011 г. площадь орошаемых земель сократилась почти на 30% и составила 207.9 тыс. га, в том числе 154.6 тыс. га - сельскохозяйственного назначения, из которых 82.9%- частная собственность, 52.9 тыс. га - земли местного назначения и 0.4 тыс. га - лесного фонда.

Около 81,9% орошаемых земель расположено в долине и предгорье Араратской долины (46.1% и 35.8%, соответственно), следовательно, оценка эффективного использования этих земель на основе кадастровых показателей даст возможность разработать организационно-хозяйственные мероприятия, учитывая результаты всестороннего анализа почвенно-климатических условий, а также внутрхозяйственные и территориальные землеустроительные проекты для эффективного, полного, рационального использования и охраны земельных ресурсов республики Армения [2-4].

Территория республики разделена на 15 землеоценочных зон из которых каждая зона оценивается по 100 бальной шкале на 5 разряда. На базе анализа многолетних данных выращивания сельскохозяйственных культур в условиях орошаемых земель удалось установить корреляционную зависимость между производственными издержками и разрядом кадастровых оценочных земель:

$$\text{Озимая пшеница} \quad \frac{Y_i^j}{Y_i^{\max}} = (-0.0376X + 1.034)K_1K_2 \quad (1)$$

$$\text{Люцерна} \quad \frac{Y_i^j}{Y_i^{\max}} = (-0.0944X + 1.0842)K_1K_2 \quad (2)$$

$$\text{Томат} \quad \frac{Y_i^j}{Y_i^{\max}} = (-0.0803X + 1.0818)K_1K_2 \quad (3)$$

где Y_i^j - производственные издержки возделывания с.х. культур землеоценочной зоны i , а j - разряд кадастровой оценочной земли, Y_i^{\max} - максимальные производственные издержки возделывания с.х. культур кадастровых оценочных земель I-го разряда, K_1, K_2 - соответствующие коэффициенты, которые учитывают финансово-банковские нормативы в республике, X - цифровое значение разряда кадастровых оценочных земель (для I-V разрядов).

При частичной кадастровой оценке орошаемых земель установлена корреляционная зависимость между урожайностью культур и разрядами кадастровых оценочных земель:

$$\frac{U_i^j}{U_i^{\max}} = -0.175X + 1.15, \quad R^2 = 0.984 \quad (4)$$

где U_i^j - расчетная урожайность (ц/га) возделываемых с.х. культур землеоценочной зоны i , где кадастровые оценочные земли принадлежат к разряду j , U_i^{\max} - максимальная урожайность (ц/га) возделываемых с.х. культур кадастровых землеоценочных земель I-го разряда, X - цифровое значение разряда кадастровых оценочных земель (для I-V разрядов).

Результаты анализа урожайности и водопотребления сельскохозяйственных культур дали возможность установить эффективность возделывания орошаемых земель в зависимости от разряда кадастровых оценочных земель.

$$\text{Озимая пшеница} \quad \frac{W_i^j}{U_i^j} = 5.4286X^2 - 0.5114X + 72.5, \quad R^2 = 0.9996 \quad (5)$$

$$\text{Люцерна} \quad \frac{W_i^j}{U_i^j} = 0.85X^2 - 0.91X + 11.95, \quad R^2 = 0.9972 \quad (6)$$

$$\text{Томат} \quad \frac{W_i^j}{U_i^j} = 3.1071X^2 - 7.4729X + 29.78, \quad R^2 = 0.9994 \quad (7)$$

где W_i^j - суммарное водопотребление (м3/га) возделываемых с.х. культур землеоценочной зоны i , где кадастровые оценочные земли принадлежат к разряду j .

Для оценки эффективности орошения установлены следующие закономерности:

$$\text{Озимая пшеница} \quad \frac{B_i^j}{W_i^j} = (-0.059X + 0.65)K_1K_2, \quad R^2 = 0.9968 \quad (8)$$

$$\text{Люцерна} \quad \frac{B_i^j}{W_i^j} = (-0.01X^2 - 0.004X + 0.225)K_1K_2, \quad R^2 = 0.9987 \quad (9)$$

$$\text{Томат} \quad \frac{B_i^j}{W_i^j} = (-0.622X + 4.4)K_1K_2, \quad R^2 = 0.9970 \quad (10)$$

Выявленные закономерности можно использовать для составления землеустроительных проектов, организации и эффективного использования орошаемых земель, оптимального распределения и организации севооборотов, для прогнозирования урожайности и производственных издержек, а также при решении задач планирования. Применение выявленных закономерностей в межхозяйственных и внутрихозяйственных проектах дает возможность оптимально оценить потенциал эффективного использования каждого земельного участка, соотнося с качественными характеристиками почв и экономическими показателями.

Числовая интерпретация выявленных закономерностей показала, что в результате приватизации земель на единицу полученного урожая расход воды увеличился на 30-80%, а производственные издержки - на 25-50%. На единицу оросительной нормы чистый доход сократился на 20-50%.

Сопоставляя данные до и после приватизации, пришли к заключению, что негативные тенденции в сфере орошаемого земледелия вызваны малым размером фермерского хозяйства, площадь которого, по республике, в среднем составляет 1.03 га, слишком большим значением коэффициента компактности, раздробленностью земельного участка (в среднем на 3-7 подучастка), несоответствием эксплуатации оросительной системы с нынешними требованиями землепользования, а самое главное - нигде не применяется севооборот сельскохозяйственных культур.

Для предотвращения негативных явлений предлагаем принять в Республике Армения закон о кооперации, на основе которого в республике станет возможным путем кооперативного движения создать условие укрупнения площади землепользователей, при этом сохраняя все юридические права на собственность фермерских хозяйств.

Литература

1. Атлас земельного кадастра Армянской ССР / Под ред. Р.О. Закоян и др., 1986 – 72 с.
2. Волков С.Н. Землеустройство. Землеустроительное проектирование. Внутрихозяйственное землеустройство. – Т. 2. – М.: Колос, 2001- 648 с.
3. Земельный кадастр / А.А. Варламов, С.А. Гольченко, С.Н. Захарова. – М.: ГУЗ 2005 – 400 с.
4. Землеустроительное проектирование: Устройство территории орошаемых севооборотов и культурных постбищ. – М., 2001. – 68 с.
5. Почвы Армянской ССР (Краткая характеристика) / Под ред. Р.А. Эдиляна, Г.П. Петросяна, Н.Н. Розова. – Ереван: изд. Айастан, 1976. – 384 с.

ПРЕИМУЩЕСТВА ВНЕДРЕНИЯ 3D КАДАСТРА В ЗЕМЕЛЬНО-ИМУЩЕСТВЕННЫЕ ОТНОШЕНИЯ

Н.И. Калачева

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С начала 2000 годов в России стремительно стала развиваться система государственного кадастрового учета объектов недвижимого имущества. В процессе становления института кадастрового учета стали предъявляться все новые требования к процедуре регистрации и учету объектов недвижимого имущества, основанные на применении информационных технологий и предоставления электронных услуг в режиме «онлайн». Существенным шагом в развитии кадастрового учета явилось обеспечение всех пользователей сети Интернет доступной публичной кадастровой картой. С её помощью пользователь, не выходя из дома, может получить справочную информацию о полном кадастровом номере, адресе и площади земельного участка, внесенных в ГКН. Местоположение земельных участков фиксируется посредством внесения в кадастр плоских координат их границ, что позволяет учесть их площадь, конфигурацию и т.д., однако сведения о, например, рельефе земельного участка не могут быть отражены и учтены, так как вертикальная плоскость Z-координата в данном случае практически не учитывается. Иначе говоря, современный кадастр является плоским, двумерным (2D).

В современной практике ведения кадастрового учёта достаточно часто возникают случаи, когда двумерный кадастр не позволяет уточнить все тонкости и особенности регистрируемых земель или в целом поставить объект недвижимого имущества на ГКУ.

Необходимость в трехмерных кадастрах с временной составляющей обусловлена появлением сложных площадей застройки, наземной, подземной, надземной инфраструктуры, поэтому общепринятые существующие плоские, двумерные системы кадастрового учета не обеспечивают возможность в полной мере регистрировать и ставить на ГКУ недвижимость частных и государственных лиц (рис. 1, а, б). Возможность регистрации недвижимости и прав на нее в трехмерном измерении позволит вести учет недвижимого имущества не только на нулевом уровне.



Рис. 1. Возможности 3D кадастра при регистрации: а) вид участка на поверхности; б) вид участка в разрезе²

Надобность в 3D кадастрах с временной составляющей можно ощутить при регистрации объектов недвижимости таких как (рис. 1):

- подземные конструкции: подземные парковки, гаражи (рис.1 б);
- подземная инфраструктура: линии метро;
- сооружения, находящиеся один над другим;
- многоэтажные дома;
- подземные инженерные объекты: канализация, кабели средств связи;
- горные выработки [1].

На сегодняшний день 3D кадастр используется и применяется в 24 странах Евросоюза. Обоснованность перехода к трёхмерному представлению объектов и его применения продиктована возросшей потребностью в современной актуализации сведений, которые будут отражены на цифровых топографических планах территории страны. Применение 3D кадастра с временной составляющей позволит видеть изменения, связанные с объектом недвижимости не только в настоящем времени, но и на протяжении всего его существования. Необходимость создания 3D кадастра обусловлена, прежде всего, предотвращением потерь данных, за все время использования земельного участка. И, главное, обеспечит регистрацию участков, сохраняя исходные данные о конфигурации, площади и рельефа.

Эти изменения могут повлиять не только на конкретный земельный участок, но и на прилегающие к нему объекты, тем самым он не может быть интерпретирован в изоляции от смежных объектов недвижимого имущества.

Подобные изменения в учете объектов недвижимого имущества продиктованы, прежде всего, необходимостью устойчивого комплексного управления системой объектов. Это позволит рассматривать любой земельный участок с позиции базовой единицы для доступа и контроля и принятия решений по вопросам планирования землепользования, застройки и обслуживания инфраструктуры, оптимального сбора налогов и улучшения инвестиционного климата страны.

Комплексное устойчивое управление земельными ресурсами стало центральной проблемой в области управления системой «земля - ресурсы». Управление землями позволит, прежде всего, снизить потенциально негативные последствия в виде: изменений климата; утраты биоразнообразия и загрязнения окружающей среды; изменения в земельно-имущественные отношения. Кроме того, учитывать последствия, требующие местных и региональных решений глобальных проблем и сотрудничества политиков мира, землепользователей и других заинтересованных сторон в управлении земельными ресурсами на местном, региональном и глобальном масштабах [2].

Применение 3D кадастра с временной составляющей на практике позволит упростить доступ к необходимой информации. Например, точная информация о месторасположении кабелей, трубопроводов и туннелей предоставляет возможность использовать данную информацию для прокладки подземных инженерных коммуникаций. Основываясь на это можно выделить следующие функциональные возможности 3D кадастра с временной составляющей:

регистрировать 3D информацию по правам (на какое пространство имеет право лицо) и по временной составляющей (срок пользования данным участком каждого правообладателя с момента образования данного объекта недвижимости);

установить и наладить связь с внешними базами данных, содержащими объекты, представляющие интерес для кадастра, постоянно отслеживая местоположение (объектов инфраструктуры, районов с загрязненной почвой, лесозащитных зон и т.д.);

использовать информацию об объектах для обеспечения полного учета особенностей объекта недвижимости при их регистрации или исправления допущенных ошибок (правовых) [4].

Вопрос о том, как учесть объекты недвижимости, которые пересекаются друг с другом на разных уровнях, когда в качестве инструмента учета имеется только 2D представление объекта на карте, обсуждается давно. Интерес к отображению пересечений объектов друг с другом вызван многими аспектами:

как производить налогообложение участка, занятого несколькими объектами недвижимости;

как предоставить земельный участок под объект, который фактически не касается земли (например: мост);

² иллюстрации заимствованы из материалов сайта <http://beton.ru/news/detail.php?ID=320909> дата обращения 22.02.2013

на какую глубину и какую высоту над поверхностью земли распространить права на объект; как поступить в случае, когда, например, подземный гараж не соответствует конфигурации участка поверхности и т.д.

Поскольку в 3D-кадастре отображается как наземная поверхность таких протяженных объектов, так и подземная, мы можем обладать точными данными о глубине закладки той или иной коммуникации. Кроме того, в 2D представлении сложно показать многоуровневые объекты и отразить, кому и что принадлежит. Такие возможности трехмерного кадастра, безусловно, представляют собой огромный интерес для планирования и контроля производства многих хозяйственных и т.п. работ (например, строительство, дорожное хозяйство, прокладка коммуникаций, производство ремонтных работ в системе ЖКХ) Главное преимущество цифровой 3D модели перед современными 2D материалами - возможность более оперативной актуализации данных.

Экологичное развитие территории, безусловно, связано с системой эффективного налогообложения. При сформировавшейся устойчивой системе нормативно правовых актов в этой сфере, сегодня возникает достаточно большое количество вопросов, на которые сможет ответить только «3D кадастр». Все это обусловлено интенсивностью развития общества и предусматривает решение сложнейшей фискально-социальной задачи: необходимо сбалансировать интересы системы налогообложения и общие социальные задачи общества. Система «3D кадастра» раскрывает полноту пространственно-физических и юридических опций недвижимости. Ее главный ориентир - реализация новых процедур через преемственность предыдущих сформированных систем кадастра и регистрации.

Если проводить учет объектов недвижимости и регистрацию прав в соответствии с ФЗ РФ от 24 июля 2007 г. N 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости» и ФЗ от 21 июля 1997 г. N 122-ФЗ "О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним", то такие проблемы остаются не разрешенными [3]. А значит, необходимо вносить поправки в законы, регулирующие земельно-правовые отношения, а это и Гражданский Кодекс РФ, и Земельный Кодекс РФ и Федеральный закон о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним, и прочие федеральные законы связанные с учетом и регистрацией недвижимого имущества.

В правовом понимании вопроса «3D кадастра» можно сказать, что предполагается введение понятия права собственности в трехмерное пространство. Законодательство и гражданско-правовые отношения должны быть приведены в соответствие с возможностью обеспечения транзакций трехмерных прав. Концепция «3D кадастра» является реальной перспективой. Безусловно, «3D кадастр» должен быть публичным. К нему необходимо обеспечить свободный доступ, чтобы все граждане могли им пользоваться и выяснять нюансы, связанные с собственностью. Публичность данных способствует экономическому развитию.

Идея 3D-кадастра является для России не абстракцией, а насущной необходимостью, подтверждением тому является реализуемый в настоящей пилотный международный проект «Создание прототипа 3D кадастра» в Нижегородской области.

С целью создания благоприятных условий для введения и поддержания 3D кадастра в России необходимо внести предложения по совершенствованию нормативно-правовой базы, а именно:

1. обозначить в Гражданском Кодексе РФ ст. 130 3D права на недвижимые вещи;
2. в Земельном Кодексе РФ ст. 11.1 дать определение 3D объектов недвижимого имущества;
3. в Градостроительный Кодекс РФ (ГК РФ) ст. 1 п.2 после слов «определения планирования размещения» добавить «3D объектов» и далее по тексту. В ГК РФ ст.1 п.9 убрать «использования земельных участков, равно как всего, что находится над и под поверхностью земельных участков и используется» заменить на «использования 3D объектов недвижимого имущества» и далее по тексту;
4. в Федеральный закон Российской Федерации от 24 июля 2007 года №221 ФЗ «О государственном кадастре недвижимости» ст. 1 п.5 добавить кадастровый учет 3D объектов недвижимости;
5. в Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 1997 года №122 ФЗ «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним» включить главу описывающую регистрацию 3D объектов недвижимого имущества;
6. в Федеральный закон Российской Федерации от 8 ноября 2007 года №257 ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» ст. 3 п.1 заменить «земельные участки в границах полосы отвода автомобильной дороги и расположенные на них или под ними конструктивные элементы (дорожное полотно, дорожное покрытие и подобные элементы)» на « 3D объекты недвижимого имущества (земельные участки, дорожное полотно, дорожное покрытие и подобные элементы) в границах полосы отвода автомобильной дороги» далее по тексту статьи.

Литература

1. Amalia Velasco Martín-varés: Europa moviliza sus administraciones inmobiliarias // Catastro – Octubre, 2011 – P.7 – 20.
2. Han WAMMES: Land Information Management and its (3D) Database Foundation // 2nd International Workshop on 3D Cadastres – Delft, the Netherlands, 2011 – P. 417 – 432
3. Василий Романов гость портала: 3D кадастр [электронный ресурс]: URL: <http://www.gipernn.ru/gost-portala/vasiliy-romanov> (дата обращения: 22.02.2013).
4. Хайрудинова Наталья Шаукетовна: Методологические Основы Внедрения 3D Кадастра В Казахстане На Примере Зарубежных Стран // автореферат – г.Усть – Каменогорск, Казахстан, 2011 – С. 5 – 9

СИСТЕМА И СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ГОСУДАРСТВЕННУЮ РЕГИСТРАЦИЮ НЕДВИЖИМОГО ИМУЩЕСТВА

О.С. Ковшовик, Е.Л. Цолбан

Научный руководитель ассистент Н.Г. Крундикова

Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Белоруссия

На современном этапе в систему организаций в области государственной регистрации недвижимого имущества входят: специально уполномоченный орган государственного управления Республики Беларусь в области государственной регистрации, подчиненный Правительству Республики Беларусь (далее - специально уполномоченный орган государственного управления); республиканская организация по государственной регистрации; территориальные организации по государственной регистрации. Организационно-правовая форма республиканской организации по государственной регистрации, территориальных организаций по государственной регистрации - республиканские унитарные предприятия.

Республиканская организация по государственной регистрации, территориальные организации по государственной регистрации вправе заниматься только деятельностью в области государственной регистрации, предусмотренной Законом о регистрации, а также сопутствующими государственной регистрации видами деятельности.

Государственный комитет по имуществу определен специально уполномоченным органом государственного управления Указом Президента Республики Беларусь от 10 декабря № 603 «О создании системы государственных организаций по государственной регистрации недвижимого имущества, прав на него и сделок с ним». Тем же законодательным актом функции Республиканской организации по государственной регистрации возложены на ГУП «Национальное кадастровое агентство».

В целях осуществления регистрационной деятельности территория Республики Беларусь делится на регистрационные округа. Регистрационный округ - часть территории Республики Беларусь в границах одной или более административно-территориальной единицы, в пределах которой осуществляет деятельность соответствующая территориальная организация по государственной регистрации. Постановлением Государственного комитета по имуществу «О создании регистрационных округов» от 11 марта 2004 г. № 9 в целях ведения ЕГРНИ образовано 7 регистрационных округов и соответственно 7 территориальных организаций по государственной регистрации.

В составе территориальных организаций по государственной регистрации образованы обособленные структурные подразделения - филиалы и бюро. Филиалы и бюро территориальных организаций по государственной регистрации обслуживают часть территории регистрационного округа, которая далее называется регистрационный район. Регистрационные округа разделены на 120 регистрационных районов].

Организации по государственной регистрации образуют единую систему с распределением функций согласно таблице.

Таблица

Регистрационные округа и территориальные организации по государственной регистрации

Наименование округа	Граница регистрационного округа	Наименование организации
Брестский	Граница Брестской области	Брестское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Витебский	Граница Витебской области	Витебское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Гродненский	Граница Гродненской области	Гродненское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Гомельский	Граница Гомельской области	Гомельское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Минский городской	Граница г. Минска	Минское городское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Минский областной	Внешняя граница- граница Минской области, внутренняя граница - граница г. Минска	Минское областное агентство по государственной регистрации и земельному кадастру
Могилевский	Граница Могилевской области	Могилевское агентство по государственной регистрации и земельному кадастру

Регистраторами могут являться только работники организаций по государственной регистрации; только граждане Республики Беларусь; только лица, прошедшие аттестацию (переаттестацию) на регистратора; только лица, имеющие определенный образовательный ценз. Регистратор должен иметь высшее юридическое образование, или высшее образование в области ведения государственного земельного кадастра, или высшее образование и опыт осуществления регистрационных действий не менее трех лет на день официального опубликования Закона о регистрации. Регистратор должен быть дееспособен, у него должна отсутствовать судимость, перед назначением на должность или после трехлетнего перерыва в работе он должен пройти стажировку. Регистратор обязан проходить внеочередную аттестацию в случае выявления систематических и (или) грубых ошибок, выявленных в рамках осуществления контроля за деятельностью регистраторов. Такой

контроль должна осуществлять республиканская организация по государственной регистрации. Регистратор имеет определенные ограничения на профессию. Он не вправе совершать регистрационные действия, результаты которых представляют для него имущественный или иной личный интерес, на свое имя и от своего имени, на имя и от имени своего супруга (супруги), его и своих родственников (родителей, детей, внуков, деда, бабушки, родных братьев и сестер). Регистратор не имеет права заниматься предпринимательской деятельностью лично или через посредников, а также быть поверенным у третьих лиц по вопросам, связанным с государственной регистрацией недвижимого имущества, прав на него и сделок с ним. Регистратору запрещено принимать вознаграждения, пользоваться услугами и льготами в личных целях за оказание физическим и юридическим лицам любого содействия с использованием своего служебного положения, самостоятельно или через посредника принимать участие в управлении юридическими лицами, за исключением случаев, предусмотренных законодательными актами Республики Беларусь, и др.

Регистратор принимает в установленном порядке документы, представленные для осуществления государственной регистрации недвижимого имущества, прав на него и сделок с ним. Принимает решения о регистрации, приостановлении совершения или отказе в совершении регистрационных действий. Осуществляет государственную регистрацию создания, изменения, прекращения существования недвижимого имущества. Осуществляет государственную регистрацию возникновения, перехода, прекращения прав, ограничений (обременений) прав на недвижимое имущество. Осуществляет государственную регистрацию сделок с недвижимым имуществом. Присваивает кадастровый, инвентарный номер объекту недвижимого имущества. Вносит записи в регистрационные книги. Вносит документы в регистрационные дела, записи в опись заявлений и документов, содержащихся в регистрационном деле. Вносит информацию в кадастровую карту. Предоставляет в установленном порядке сведения и документы из ЕГРНИ. Ведет журнал регистрации заявлений. В установленном законодательством порядке исправляет ошибки в документах ЕГРНИ. Истребует от государственных организаций сведения и документы, необходимые для совершения регистрационных действий. Изготавливает копии документов и выписок из них, свидетельствует их верность. Вносит отметки о заявлениях в регистрационные книги в случаях и порядке, установленных законодательством. Удостоверяет произведенную государственную регистрацию создания, изменения, прекращения существования недвижимого имущества, возникновения, перехода, прекращения права, ограничения (обременения) права на недвижимое имущество. Объективно, всесторонне и полно разъясняет всем участникам сделки ее смысл и значение, права и обязанности сторон, предупреждает о последствиях совершения сделки. Дает разъяснения и консультации по вопросам совершения регистрационных действий, составляет проекты документов, являющихся основанием для государственной регистрации сделки с недвижимым имуществом. Проверяет личность участников сделки и подлинность их подписей, дееспособность физических лиц и правоспособность юридических лиц, участвующих в сделке, полномочия представителей этих лиц. Регистратор назначается на должность и освобождается от занимаемой должности руководителем соответствующей организации по государственной регистрации. Печать регистратора изготавливается только после внесения сведений о регистраторе в реестр регистраторов. При внесении записи в реестр регистраторов ей присваивается номер. Этот номер далее присваивается гербовой печати регистратора и используется регистратором для авторизации всех записей, вносимых им в ЕГРНИ. То есть для одного регистратора номер на печати, код авторизации при доступе к базе данных, код регистратора в листах регистрационной книги, номер тома журнала регистрации заявлений, код регистратора в составе номера регистрационной записи - это один и тот же номер записи относительно регистратора в реестр регистраторов.

Сведения о всех зарегистрированных объектах недвижимого имущества, находящихся на территории Республики Беларусь, содержатся в Едином государственном регистре недвижимого имущества, прав на него и сделок с ним. Данные, содержащиеся в ЕГРНИ, используют в своей деятельности налоговые, правоохранительные, местные исполнительные и распорядительные, а также иные органы и организации. Поэтому возникает вопрос о том, чтобы данные Единого государственного регистра отражали как можно более высокий уровень целостности (свойство, отражающее – достоверность, полноту и непротиворечивость информации). Основную угрозу уровню целостности представляют люди – регистраторы. Некоторые регистраторы, так же как и структурные подразделения, обладают присвоенным уровнем целостности, который обозначен как – «катастрофический». Справедливости ради надо отметить, что имеются и другие регистраторы, которым присвоен уровень целостности, обозначенный как – «отличный». Такую оценку дает республиканская организация по государственной регистрации по результатам проверки деятельности и аттестации (переаттестации) регистраторов, проводимой раз в три года.

Литература

1. Инструкция о порядке осуществления контроля за правильностью совершения регистрационных действий регистраторами / Постановление Комитета по земельным ресурсам, геодезии и картографии при Совете Министров Республики Беларусь от 12 апреля 2004 г. № 15, зарегистрировано в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 27 апреля 2004 г. № 8/10902.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ЗЕМЕЛЬНОГО ФОНДА ГОРОДА КЕМЕРОВО**Д.П. Крохмалев****Научный руководитель доцент А. Н. Соловицкий
Кемеровский государственный университет, г. Кемерово, Россия**

Актуальность и безусловная приоритетность комплексного анализа состояния и развития земельного фонда территории города связаны в первую очередь с его спецификой. Эти земли отличаются многофункциональностью, концентрацией промышленной и жилой застройки. Специфичен механизм управления и распоряжения такими землями, основанный на расширении полномочий местного самоуправления, введении платности землепользования, тесной связи землеустройства и градостроительства.

Землеустройство на основе общей концепции использования и охраны городских земель решает комплекс задач в интересах всех проживающих на этой территории, таких как:

- территориальная организация расселения, оптимальное размещение производительных сил, устойчивое развитие города и его социальной, инженерной и транспортной инфраструктур с учетом состояния окружающей среды;
- экологически безопасное развитие города и его систем, обеспечивающее реализацию прав граждан на укрепление здоровья, гармоничное физическое и духовное развитие;
- планировка, застройка, реконструкция, благоустройство и озеленение города и его систем;
- рациональное землепользование, охрана природы, ресурсосбережение, инженерная подготовка городов, других поселений и защита территорий от опасных природных и техногенных процессов;
- развитие санаторно-курортных и других рекреационных территорий в границах города и прилегающих к ним зонах;
- сохранение, восстановление и защита историко-культурного наследия, памятников градостроительства, архитектуры и монументального искусства, ландшафтов и других охраняемых территорий.

Поэтому реализация указанных задач требует комплексного анализа состояния и развития земельного фонда территории города.

Актуальность такой задачи для города Кемерово области обусловлена в первую очередь с проживанием в нем большей части населения (по сравнению с сельским Кемеровского района). Это порождает многообразие возникающих общественных отношений, а также сложность осуществления управленческой деятельности органами власти различных уровней.

Во-вторых, ценность 1 га земель города многократно превышает ценность 1 га земель сельскохозяйственного назначения. В городе Кемерово выше спрос на земельные участки, выше платежеспособность населения, что повышает инвестиционную привлекательность таких земельных участков. Однако для обеспечения баланса частных и публичных интересов необходим поиск новых и реализация уже существующих правовых средств, что сталкивается с рядом объективных и субъективных трудностей.

В-третьих, земельные участки в городе являются составной частью окружающей среды, то есть как природным ресурсом, так и объектом недвижимого имущества.

Поэтому для Кемерово и других городов области актуальна проблема охраны окружающей среды, в том числе земель от негативных антропогенных воздействий.

Традиционно в землеустройстве анализ земельного фонда территории проводят по качественным и количественным показателям.

Количественные показатели земельного фонда города Кемерово – столицы Кузбасса представляют несомненный интерес и слабо освещены в открытой печати. Так, площадь территории города составляет 294,8 км². Численность населения городского округа на 1.01.2011г. – 532 620 человек. Плотность населения – 1807 человек на 1 км², а площадь на душу населения равна 553,5м². Площадь нарушенных земель в г. Кемерово остаётся неизменной с 2005 года и составляет 508 га (1,7% от общей площади города). Очень плохо, что до сих пор лет нарушенные земли остаются на одном уровне и не подвергаются рекультивации. Отмечается динамика площади земель, находящихся в собственности граждан.

В состав земель города входят земельные участки, отнесенные в соответствии с градостроительными регламентами территориальным зонам, для каждой из которых предусмотрен свой правовой режим их использования и охраны земельных участков. В 2011 г. площадь земель жилой застройки в Кемерово составила 4874 га, а общественно-деловой застройки – 1032 га. При этом производственной зоны (для застройки промышленными, коммунально-складскими, производственно-бытовыми, иными производственными объектами) значительно больше, чем жилой и составляла 6562 га. Площадь зоны инженерных и транспортных инфраструктур чуть меньше, чем производственной зоны производственной зоны и равнялась 5412 га. Площади рекреационной зоны (занятой городскими лесами и садами, скверами, парками, прудами, озерами, водохранилищами, предназначенным для отдыха граждан и туризма), занимавшая 2763 га, а также сельскохозяйственного использования в 5452 га – значительны. А площади под объектами иного специального значения (447 га) и под военными и иными режимными объектами (435 га) – не велики.

Однако, эти отдельные показатели не дают комплексной характеристики состояния и развития земельного фонда территории. Более полным является подход, основанный на следующей классификации земельного фонда [1]:

- по категориям земель;
- форме прав на землю;

- административно-территориальной принадлежности;
- субъектам земельных отношений;
- качественному и экологическому состоянию земель;
- видам угодий.

Однако такой подход анализа земельного фонда территории не удовлетворяет всех заинтересованных лиц и нуждается в совершенствовании. На основе обобщения приведенных выше классификаций и их развития предлагаются следующие показатели комплексного анализа городского земельного фонда [1, 2, 3]:

- распределение, использование и его динамика;
- качественное и экологическое состояние и его сохранение;
- эффективность;
- организационные действия и управление.

Распределение, использование земельного фонда территории и его динамика включает:

- распределение площадей и их динамика по годам;
- правовой режим и его изменение;
- использование земель.

Качественное и экологическое состояние земельного фонда территории и его сохранение это:

- площади нарушенных земель;
- оценка поступления загрязнителей.

Эффективность использования земельного фонда территории оценивается с социальных и экономических позиций:

- площадь на душу населения;
- землеёмкость;
- объем производства на душу населения;
- доля местной промышленности;
- затраты на науку;
- энергопользование;

Организационные действия и управление земельным фондом территории отражают состояние:

- нормативно-правовой базы;
- межведомственной координации деятельности;
- международного и регионального сотрудничества;
- применяемых механизмов управления.

Комплексный анализ городского земельного фонда позволяет не только оценить рациональность его использования, но и тенденции развития.

Так, примером положительных тенденций развития использования земельных ресурсов является рост местной промышленности, а негативным – динамика выбросов в атмосферу загрязняющих веществ. Кемерово занимает 9 место в области по выбросам загрязняющих веществ за 2011 год. В Кемерово восемь стационарных постов наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха.

Измерения концентраций проводились по 13 загрязняющим веществам (аммиак, анилин, бенз(а)пирен, взвешенные вещества, диоксид серы, диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, сажа, цианистый водород, фенол, формальдегид, водород хлористый) и металлам. Такие выбросы отражаются на состоянии почв, что снижает её кадастровую стоимость. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносит бенз(а)пирен. Средняя за год концентрация бенз(а)пирена превысила ПДК в 3,3 раза. При этом в январе 2011г. в Заводском районе была зарегистрирована максимальная из среднемесячных концентрация – 18 ПДК.

По критериям Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды уровень загрязнения атмосферного воздуха города Кемерово оценивался как высокий.

Предложенная методика комплексного анализа земельного фонда города Кемерово свидетельствует о следующем.

1. О возможности использования как статических, так и динамических показателей.
2. Об обеспечении интеграции ряда наук (землеустройства, земельного кадастра, кадастра застроенных территорий, экологии, экономики и управления территории).
3. О расширении круга пользователей.
4. Об увеличении информативности.
5. Об обеспечении между ведомственного взаимодействия.

Литература

1. Соловицкий, А. Н. Земельный кадастр. Часть 1 [Электронный ресурс] / А. Н. Соловицкий. – Электрон. дан. – Кемерово: КузГТУ, 2012. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM); зв.; цв.; 12 см.
2. Гоголева, О. Н. Оценка устойчивости развития городского земельного фонда [Текст] // Интеллектуальный потенциал Сибири: Сборник тезисов Новосибирской межвузовской научной студенческой конференции, 23–24 мая 2012 г. – Новосибирск: СГГА, 2012. – С. 83 – 84.
3. Соловицкий, А.Н. Эффективность использования территории города Белово на примере торгово-рыночного комплекса МАХСУТ [Текст] // ГЕО–СИБИРЬ–2011: Материалы Международного научного конгресса, 25–29 апреля 2011 г. – Новосибирск: СГГА, 2011. – С.15–16.

ПОДХОДЫ К ОРГАНИЗАЦИИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Т.В. Летягина, В.П. Шереметьева,

Научный руководитель профессор О. А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отходы жизнедеятельности и производства заметно увеличиваются с ростом городов, развитием промышленности и сельского хозяйства. Их размещают на территориях полигонов твердых бытовых отходов, после чего они разлагаются под воздействием окружающей среды, происходят физико-химические изменения их состояния, что способно привести к проникновению опасных веществ и их различных соединений в почву, воздух, грунтовые и сточные воды. Последствия подобной ситуации становятся не столько негативными, сколько трагичными — нарушение экологического состояния окружающей среды, возникновение эпидемий и различных заболеваний не только человека, но и растительного и природного мира.

Вопрос о рекультивации полигона ТБО неоднократно вставал перед Администрацией города и УМП «Спецавтохозяйство г. Томска». Известно, что в течение четырех лет с 2006 по 2009 года было проведено 4 технических рекультивации на общей площади в 10.4 га, на что было потрачено из городского бюджета 13646,71 тыс. руб.[2], а именно (рис. 1):

- 2006 год - 2000,00 тыс. руб.;
- 2007 год - 2000,00 тыс. руб.;
- 2008 год - 2200,00 тыс. руб.;
- 2009 год - 7446,71 тыс. руб.

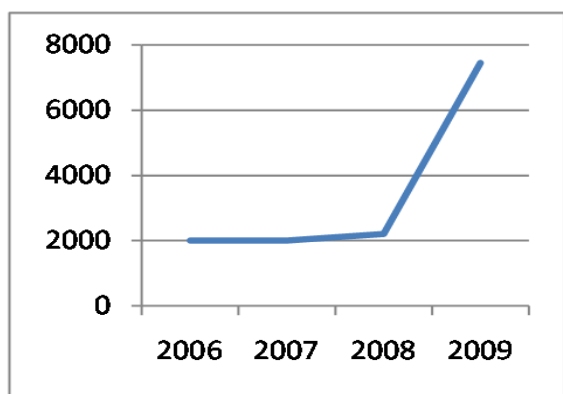


Рис. 1. График изменения расходов на рекультивацию по годам (тыс.руб.)



Рис. 2. Саженцы на посадку лесопитомника

Очередной раз, данный вопрос был поднят на городском координационном экологическом совете в двадцатых числах марта этого года. Было сказано, что нарушенные земли под Ново-михайловским полигоном будут восстановлены. 25 гектаров площади старого полигона ТБО нуждаются в технической рекультивации и 45 гектар – в биологической. На это потребуется порядка 180 млн. рублей. Бюджет города оказался не готовым выделить такие средства, однако представители областного департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды пояснили, что рекультивация полигона в Новомихайловке названа в числе двух проектов, на которые планируется привлечь федеральное софинансирование [1].

Вопросы технической рекультивации полигона рассмотрены в дипломной работе студентки ТГАСУ Савченко Е.И. в 2003 году по данным 1984 года. При определенных уточнениях она может быть использована в качестве базы для современных расчетов [3].

В почвах содержится много органики, поэтому почвы богаты азотом, что является дополнительным питанием для растений, но отравленная солями тяжелых металлов почва не позволяет использовать территорию для выращивания пищевых, кормовых или лекарственных культур [5]. Поэтому после проведения биологической рекультивации на площади в 45 га, мы рекомендуем создание лесопитомника и питомник декоративных растений для озеленения города Томска (рис. 2).

Мы предлагаем выбрать для разбивки лесопитомника участок, прошедший биологическую рекультивацию (территория в 2 га). Это станет хорошим примером для последующего создания крупного лесопитомника, покажет его рентабельность и выявит спрос на различные виды деревьев и кустарников. Данную идею поддержали в ОГБУ "Облкомприрода" и готовы сотрудничать с нами в этом направлении. Нами составлен список растений, предпологаемый для посадок с учетом агроклиматических особенностей участка, в который вошли: тополь сибирский, рябина сибирская, сирень обыкновенная. На переувлажненных участках мы рекомендуем проводить посадки саженцев кедра сибирского, ели сибирской и пихты сибирской, для закрепления эрозийно-опасных участков на откосах - рябинник, шиповник и различные виды ив [5].

Стоимость создания лесопитомника на уже рекультивированной территории будет состоять из стоимости всех саженцев, стоимости посадки (таблица 1), полива и ухода за растениями. Для определения

количества саженцев на 1 га использовали способ, основанный на расчете исходя из среднего расстояния между деревьями [4]. При среднем расстоянии 4.1 м необходимо 700 саженцев на га, на 2 гектарах возможно разместить 1400 саженцев. Непосредственно перед посадкой саженцев необходимо провести распашку почвы: 100 руб. за одну сотку, в результате – 20000 рублей. Стоимость посадки за 1 саженец составляет 50% от стоимости посадочного материала, при этом в стоимость входят: местный дренаж, биогумус, посадочный грунт, удобрение, стимулятор роста. По мере роста саженцев их необходимо пропалывать дважды за сезон, вносить удобрения и осуществлять полив. Стоимость удобрений АЗОФОСКА (комплексное азотно-фосфорно-калийное удобрение) обойдется в 119350 рублей (из расчета 50 грамм на 1м², стоимость - 17050 руб. за одну тонну). Затраты на полив, 74676 рублей, рассчитаны в среднем по 200 литров на дерево 7 раз в год (1 куб. м. воды, используемой на полив из муниципальных сетей водоснабжения, стоит 17,78 руб.). Продажа саженцев планируется через 2-3 года, поскольку выходная стоимость саженцев заметно увеличивается

Таблица 1

Расчет стоимости покупки и посадки саженцев

Посадочный материал	Высота в год (м.)	Цена за шт. (руб.)	Кол-во (шт.)	Стоимость (руб.)	Цена посадки за шт.	Стоимость посадки	Выходная стоимость за шт.	Выходная стоимость (руб.)
Ель обыкновенная	0,1-0,2	200	175	35000	100	17500	430	75250
Ива белая	0,7-0,8	150	175	26250	75	13125	830	145250
Кедр сибирский	0,2-0,4	150	175	26250	75	13125	600	105000
Пихта сибирская	0,15-0,3	280	175	49000	140	24500	670	117250
Рябина обыкновенная	0,5-1,0	250	175	43750	125	21875	700	122500
Рябинник	0,4-0,5	120	175	21000	60	10500	500	87500
Сирень обыкновенная	0,2	290	175	50750	145	25375	790	138250
Тополь сибирский	1,0	250	175	43750	125	21875	1850	323750
Общая стоимость				295750		147875		1114750

Стоимость работы по уходу за саженцами в течение 2-3 будет зависеть от количества нанятых человек и размера их зарплаты. При работе 4 человек со средней зарплатой 8000 рублей за месяц (3 месяца в год, 2-3 года) необходимо выделить на зарплату работников порядка 240000 рублей. Данный вопрос остается открытым и требует тщательного подхода к расчету средств.

Таким образом, на покупку и посадку саженцев, на внесение удобрений, полив и транспортировку необходимо затратить 897651 рублей. Исходя из выручки за продажу выращенных саженцев (1114750 руб.), можно говорить о прибыли в размере 217099 руб. Стоит отметить, что даже такой предварительный расчет показывает возможность получения прибыли, которую можно увеличить при оптовых закупках исходных материалов.

Острых проблем, грозящих загрязнением окружающей среде, огромное множество. Но еще далеко не все нашли свое решение. Наш проект – это пример того, как можно бороться с негативными последствиями таких проблем. В результате мы получим рекультивированный полигон ТБО, восстановленную почву, лесопитомник и питомник декоративных растений, что означает многократное снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Литература:

1. В городе построят мусороперегрузочную станцию. [Электронные ресурсы. Главный городской портал.]// Условия доступа: <http://www.tomsk.ru/news/view/65307#!prettyPhoto>
2. Городская целевая программа "Проведение мероприятий по рекультивации на городском полигоне твердых бытовых отходов и увеличению срока его эксплуатации" на 2006 - 2009 гг.
3. Дипломная работа «Рекультивация полигона ТБО г. Томска (с. Новомихайловка)» студентки гр. 238/1 Савченко Е.И. 2003 год.
4. Справочник «Общесоюзные нормативы для таксации лесов», изд. «Колос», – М., 1992 г., –122 с.
5. Шереметьева В.П., Летягина Т.В. Состояние и возможные перспективы рекультивации Томского полигона твердых бытовых отходов// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. – Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – С. 492.

ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН И РОССИИ**К.А. Малова**

Научный руководитель профессор О. А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В основе эффективного государственного и административного управления лежит признание того факта, что источником всего богатства является земля. Она осуществляет великую взаимосвязь между всеми странами мира. Данная работа была выбрана не случайно. Для нас сейчас необходимо поддерживать хорошие, дружеские отношения с другими странами, обмениваться опытом в сфере землеустройства. В своей работе я решила рассмотреть страны гостей конференции им. академика М.А. Усова. Окунуться в историю становления и преобразования землеустройства с 90-х годов. Посмотреть и сравнить, как сейчас используется земля в этих странах [2].

Процесс становления землеустройства как системы мероприятий по организации рационального использования и охраны земли, имеет различную историю в разных странах. Для начала, необходимо дать полное определение «Землеустройства». Землеустройство – это мероприятия по изучению состояния земель, планированию и организации рационального использования земель и их охраны, описанию местоположения и (или) установлению на местности границ объектов землеустройства, организации рационального использования гражданами и юридическими лицами земельных участков для осуществления сельскохозяйственного производства.

В советское время была жесткая плановая экономика, которая тормозила полноценное развитие сельскохозяйственных предприятий. В 90-е года это послужило толчком для перехода экономики от планового подхода к ресурсному, в разработке проектов внутрихозяйственного землеустройства. Безусловно, такой подход ведения землеустройства является уже более продуманным и качественным. Ведь речь уже идет не о том, как «по-быстрее» выполнить план, а как более детально рассмотреть данные разрабатываемого объекта; проанализировать влияние природных факторов, определяющих продуктивность земель, а также, рационально использовать земли. Кроме того, в период реализации земельной реформы не оставляют без внимания и развитие экологической направленности землеустроительного проектирования, которая также базируется на ресурсном подходе. Наиболее ярким проявлением становится разработка землеустроительных проектов на эколого-ландшафтной основе. В основе подхода лежит рассмотрение землеустроительной территории не только как объекта хозяйствования, а прежде всего как природного объекта, развитие и использование которого основывается на учёте экологической стабильности существующих природных ландшафтов.

Нельзя не сказать ещё об одной особенности развития землеустройства, о проработке вопросов землеустройства и землевладения в правовой сфере. Она связана с тем, что в процессе разработки современных проектов землеустройства решают круг вопросов, связанных с образованием новых землепользований и землевладений, уточнением на местности их границ, установлением различных режимов использования земель и т.п.

Земельные реформы и землеустройство в странах СНГ в 1991 – 2002 гг. развивались практически по одному сценарию. Они были начаты без соответствующего научного обоснования, проведены быстрыми темпами без учёта требований землеустройства. Из-за многообразия форм собственности на землю разрушились многие крупные фирмы и предприятия государства, кооперативов. Произошли: приватизация их имущества, появление множества мелких землевладений и землепользований частного сектора, мало эффективных на сельскохозяйственном рынке. Образовалось большое число крестьянских хозяйств, площадью менее 1 га, возникли недостатки землепользования: дальнотелье, чересполосица, узкополосица и др. Сады и крупные плантации виноградников, вследствие раздела земель были нарушены, что привело к фрагментации землепользования. Наиболее плавно проходила реформа в Белоруссии - сохранялись крупные сельскохозяйственные предприятия, соблюдался принцип устойчивости землепользования, что позволило наращивать производство сельскохозяйственной продукции.

Что касается обстановки во Вьетнаме, то в первой половине 90-х стагнация в его экономике вынудила руководство страны искать новые пути развития, ориентируясь на другие страны, в частности, на Россию. Декларируя приверженность социалистическому строю, Вьетнам признавал необходимость развития рыночных отношений, с оговоркой, что экономика должна оставаться плановой и находиться под государственным управлением. Была признана многоукладность, но при руководящем значении госсектора. Эти ограничения отразились на темпах реформ. Сегодня экономическая необходимость заставляет правительство всё чаще закрывать глаза на идеологические принципы. В сельском хозяйстве наблюдаются попытки отхода от управления административными методами и перехода к рыночным механизмам.

До объединения Вьетнама государственная собственность на землю существовала главным образом в форме общинного землепользования. В период коллективизации и кооперации сельского хозяйства на базе общин были созданы кооперативы, которые вследствие изменения политической ситуации стали быстро распадаться. В начале 90-х годов страна была вынуждена вновь вернуться к земельному вопросу. Начиная с 1993г. страна стала осуществлять преобразование социалистической экономики с административными рычагам и централизованным управлением в регулируемую рыночную. Произошел возврат к общине в области землепользования.

Сегодня административная община во Вьетнаме представляет собой единую территориально-хозяйственную систему со своим планом социально-экономического развития, располагающую земельными и

другими ресурсами. Она объединяет землепользования семейных крестьянских хозяйств (дворов) с общими целями производства, рационального использования и охраны земель. Отметим недостатки землеустройства во Вьетнаме, приведенные С.Н. Волковым. Затруднение и неэффективность формирования рынка земель сельскохозяйственного назначения как механизма перераспределения. Ограничение предельного размера земельного участка остается экономически нецелесообразным и ведет к истощению плодородия. В условиях малоземелья передел не позволяет осуществлять крупные инвестиционные проекты для стимулирования сельскохозяйственного производства. По мнению землеустроителей Вьетнама, срочное землепользование обеспечивает социальную стабильность и смягчает антагонизмы, связанные с низкой землеобеспеченностью. Данные сравнительного анализа по указанным выше странам приведены в таблице [3].

Таблица

Использование земель

Страны	Общая площадь страны, км ²	Площадь суши, %	Площадь акватории, %	С\х земли, %	Пахотные земли, %
Армения	29 743	95	5	54	54
Белоруссия	207 600	98	2	43	27
Вьетнам	331 212	94	6	30	19
Латвия	64 590	96	4	28,5	18
Россия	17 075 400	96	4	13	7

Страны	Многолетние насаждения, %	Постоянные пастбища и луга, %	Леса, %	Другие земли, %
Армения	2	39	9	31
Белоруссия	0,6	16	38	16,5
Вьетнам	9	2	40,5	23
Латвия	0,15	10	46	22
Россия	0,1	5	47	36

В заключение следует отметить, что многие проблемные моменты связаны реализацией быстрых и непродуманных решений. Как правило, землеустройство становится эффективным рычагом управления при комплексном подходе к организации хозяйствования, при системном учете исторических, природных, правовых, экологических и социальных особенностей каждой страны.

Литература

1. Волков С.Н. Том 7. Землеустройство за рубежом – М. КолосС, 2005. – С.309 – 311
2. Федеральный закон РФ от 18 июня 2001г. №78 – ФЗ «О землеустройстве»
3. Электронный ресурс: <http://ru.worldstat.info>

СОСТОЯНИЕ ДРЕВЕСНОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТИ В УРБОЭКОСИСТЕМАХ ТОМСКА**А.С. Мишунина, Ю.В. Вакарь**

Научный руководитель профессор О. А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Город является территорией, на которой отчетливо проявляется антропогенное воздействие на окружающую среду. Рост концентрации населения, промышленных предприятий и автотранспорта неизменно сопровождаются изменениями экологии и ландшафтов. Растения, как продуценты системы, "наиболее полно отражают весь спектр стрессующих воздействий на систему" [1] и обладают свойством реагировать раньше, чем изменения станут очевидными для человека.

Интенсивность воздействия факторов окружающей среды на организмы можно оценить по реакции биоиндикаторов. К примеру, известна высокая чувствительность к внешним воздействиям березы повислой, что позволяет количественно и качественно характеризовать уровень антропогенной нагрузки по асимметрии ее листовой пластинки (рис.1) [2].

Целью данной работы стала оценка уровня антропогенной нагрузки во внутреннем дворе ТПУ методом биоиндикации и выработка предложений по его снижению.

По нашим данным, уровень антропогенной нагрузки, определенный по уровню асимметрии листовых пластинок березы повислой, соответствовал условной норме (1 балл). Содержание химических элементов в грунтах исследуемого участка не превышало ПДК. Вместе с тем, на прилегающей к дороге территории было отмечено превышение ПДК по азоту, цинку, свинцу и загрязнение объектов твердыми пылевыми частицами.

Обзор территории, ограниченной 1-м, 2-м, 3-м и 19-м корпусами Томского политехнического университета показал, что она определенно нуждается в благоустройстве и озеленении. Для их осуществления нами был создан разбивочный чертеж.

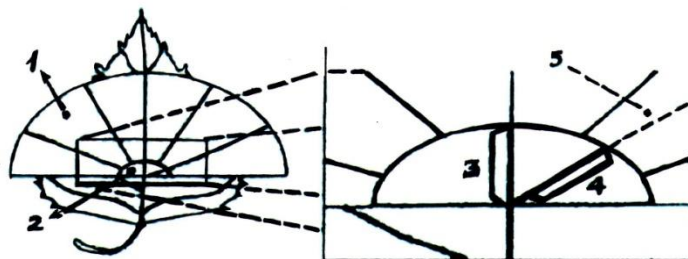


Рис.1. Измерение угла между жилками для определения степени асимметрии и уровня антропогенной нагрузки на биообъект

Проектирование любой территории начинают с осмотра местности. Учитывают место, особенности рельефа, склоны, растительность (имеющиеся деревья и кустарники, их состояние). Подробно изучают климатические особенности местности, расположение участков относительно сторон света, розу ветров, особенности светового режима. Делают почвенный анализ для определения типа почв, её кислотности, механического состава, уровня залегания грунтовых вод [1].

Нами было проанализировано состояние территории и разработан перечень основных мероприятий.

1. Зона 1: укладка нового асфальта, восстановление клуб, посадка многолетних растений, подсыпка грунта, восстановление бордюров, ограниченный заезд и зона парковки.
2. Зона 2: посадка низкорослых кустарников, установка скамеек, разбивка клумб, установка «фонтана знаний»
3. Зона 3: "Аллея иностранных студентов": установка скамеек (резные из дерева с гербами стран студентов, учащихся в НИ ТПУ), посадка новых декоративных деревьев.
4. Зона 4: установка крышек на канализационные колодцы, уборка мусора, разбивка газона, установка беседки.
5. Зона 5: "Входные ворота" - реставрация ворот и стены.
6. Зона 6: озеленение газона, разбивка клумбы, установка бордюров.
7. Зона 7: укладка нового асфальта, восстановление бордюров, подсадка деревьев и кустарников (первый план - кустарники, второй план - многолетние деревья, с компактной кроной), восстановление лестниц, покраска трансформаторных будок (как вариант - нанесение запоминающегося рисунка, вписывающегося в местность территории)
8. Зона 8: разработка плакатов институтов ТПУ и их размещение в пустующих проемах здания.

Вторым этапом нашей работ стало создание проекта сначала на миллиметровой бумаге (зонирование, объекты озеленения и благоустройства), затем - в электронном виде. Применение программы AutoCAD позволило грамотно спланировать размещение деревьев, кустарников, цветников; малых архитектурных форм (павильоны, беседки, мосты, ограды, фонтаны, скульптуры). В результате был построен разбивочный чертеж участка (масштаб 1:200) при сохранении его назначения.

Литература

1. Magly (Группа по проектированию, благоустройству, озеленению) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.magly.ru/langscape_design/planirovka_uchatka.html.
2. Барановская Н.В. Практикум по общей экологии: практикум / Н.В. Барановская, М.П. Чубик. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 38 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЛЕВОГО БЕРЕГА РЕКИ ТОМИ

А.С. Мишунина

Научный руководитель доцент С.В. Серяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня левый берег является самой перспективной территорией для развития города. Заинтересованы его освоением не только строители, но и депутаты. В городской газете Владимир Коренев отмечает, что все города с численность населения более пятисот человек, которые находятся вдоль рек, неизбежно вынуждены «шагать» на противоположный берег, главное – распорядиться этой территорией разумно.

Освоение левого берега неизбежно. Но делать это нужно разумно, чтобы не лишиться источника питьевой воды. Эту территорию нужно развивать как зону отдыха. Малоэтажное строительство – коттеджные поселки, дачи-всё это вполне допустимо. Только необходимо «консервировать» участки, на которых будет запрещено любое строительство. Прежде всего – это скважины Томского водозабора (рис1.). Большую опасность несет строительство дороги: разливы топлива, выхлопные газы вместе с осадками могут проникать в почву и рано или поздно могут достигнуть водоносного горизонта.



Рис.1. Схема расположения Томского водозабора (по данным Томскгеомониторинга)

У водозабора существует охранная зона, состоящая из трёх поясов. Первый пояс – это радиус в пятьдесят метров вокруг каждой скважины, второй – триста метров от линии первого пояса, и третий – объединяющий охранные зоны всех скважин. Вблизи артезианских источников не должно быть никаких промышленных предприятий и многоэтажной жилой застройки.

Левобережная дорога по своим техническим характеристикам не рационально вписывается в общий режим функционирования исследуемой территории т.к. её наличие значительно (негативно) повлияет на земли различных фондов.

Пока план левого берега состоит из восьми частей. Научная территория, зона застройки с ограниченной этажностью, деловые центры, зона для объектов здравоохранения, зеленая зона, садоводческие товарищества, третий мост через Томь, левобережная дорога. Разработчики проекта считают, что как раз левобережная дорога должна стать стимулом к комплексному освоению новой территории. Вокруг неё будет развиваться застройка, она же свяжет уже существующие населенные пункты Тимирязево и Дзержинку с улично-дорожной сетью города. В будущем по ней планируют запустить и городской общественный транспорт.

Рассмотрим подробно план левобережного будущего (план застройки):

1. «научная территория», зарезервирована для развития научно-образовательного комплекса: на ней могут быть построены новые корпуса вузов, исследовательские центры и кампус;
2. зона для объектов здравоохранения, территория под санатории и профилактории;
3. деловые центры, предполагается строительство офисных зданий, бизнес - центров, выставочных залов. Также будет разрешено строительство общественных объектов. Например, цирков или стадионов;
4. зона застройки с ограниченной этажностью, предполагается строительство зданий высотой до трех и до пяти этажей (индивидуальные дома, коттеджные поселки).
5. садоводческие товарищества;
6. третий мост через Томь, должен стать частью Томской кольцевой автодороги и сделает левобережную дорогу дублером проспекта Ленина. Проект будет готов к 2013 году;
7. левобережная дорога, исследуемая магистраль, которая связывает Коммунальный мост и развязку в районе нового моста, идет через территорию Тимирязево. Спроектирована в обход посёлка, ближе к реке, и является частью томской кольцевой автодороги, которая будет огибать весь город.

С ресурсоэффективной стороны, строительство дороги на данный момент является нерациональным. Прежде всего, не учтен главный принцип сохранения окружающей среды и качества жизни человека. Для рационального использования земель необходимо, тщательно спланировать план будущей застройки, опираясь на СНиПы и ГОСТы, предусмотренные при реализации подобной деятельности.

Литература

1. Федеральное законодательство от 08.11.2007 N 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах...».
2. Федеральный закон « Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ
3. Эколого-экономические аспекты эксплуатации подземных вод Обь - Томского междуречья / В.К. Попов, О.Д. Лукашевич, В.А. Коробкин, В.В. Золотарёва, Ю.Ю. Галямов. – Томск: Изд-во Томского архитектурно-строительного университета, 2003. – 174 с.

СОЗДАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФЕРМ КАК ПУТЬ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ ФОРМ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ НА СЕЛЕ (КРЕСТЬЯНСКИЕ ФЕРМЕРСКИЕ ХОЗЯЙСТВА)**В.С. Могилева**

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прямая, непосредственная зависимость от товарно-денежных отношений, от спроса и предложения, делают крестьянские хозяйства одним из существенных звеньев новой экономической системы и дают полное основание для отнесения их к малым формам предпринимательства на селе. Любой объект сельскохозяйственного производства является элементом техногенного вмешательства в природную среду с возможным или неизбежным нарушением ее устойчивости, равновесия. Однако до сих пор весьма трудно и не всегда удается создать безопасную, надежную и экономически эффективную среду сельскохозяйственных предприятий, исключить их негативное влияние на прилегающие территории природной среды, населенные пункты, то есть среду жизнедеятельности человека.

Создание в сельской местности России фермерских экологических хозяйств, представляет собой важную экологическую и хозяйственную задачу, в деле возрождения отечественного сельского хозяйства. Учитывая весь комплекс природно-климатических, техногенных, технологических воздействий от фермерских хозяйств и характер особенностей реакции окружающей среды, необходимо выявить компромиссное экологическое равновесие в системе «природная среда и фермерское хозяйство».

Опасность экскрементов, как источника заболевания, зависит в первую очередь от санитарного состояния поголовья, быстроты установления пораженности его какой-либо инфекционной болезнью, оперативности и девственности противозпизоотических мероприятия. Особенно опасны случаи заболевания, протекающие без проявлений клинической картины, а также животные – бактерионосители.

Наряду с биологическим загрязнением почвы, при выращивании сельскохозяйственных животных, происходит загрязнение атмосферного воздуха. Экскременты животных представляют собой сложную по химическому составу смесь, которые при накоплении, транспортировке и хранении выделяют большое количество газов. Большая часть которых создаёт дискомфорт у окружающего населения кроме того, многие газы создают аллергические реакции, а некоторые, при большой концентрации – ядовиты, и представляют опасность для здоровья, наряду с возбудителями опасных заразных болезней [1].

Общепринятая методика предусматривает определение выбросов в воздух десяти основных загрязняющих веществ: микроорганизмы, меркаптаны (по метилмеркаптану), амины (по диметиламину), аммиак, сероводород, карбоновые кислоты (по капроновой кислоте), карбонильные соединения (по альдегиду пропионовому), пыль меховая (шерстяная, пуховая), сульфиды (по диметилсульфиду), фенолы (по фенолу). Для отдельных видов животных приводятся ориентировочные данные по величинам удельных выделений летучих органических соединений (лос), метана, углекислого газа (углерода диоксид), а также данные по расходу кислорода на окисление органики.

Основным направлением развития экономики крестьянских (фермерских) хозяйств, согласно «Госпрограммы развития АПК» и «Государственной программы развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2013-2020 годы» разработанным министерством сельского хозяйства и продовольствия Омской области, является воспроизводство и повышение эффективности использования в сельском хозяйстве земельных и других природных ресурсов, а также экологизации производства.

Экологические фермы – это системы жизнеобеспечения жизнедеятельности живых организмов и производства некоторых видов сельскохозяйственной продукции. Экологические системы (при создании архитектурно-планировочных объектов в природном ландшафте) основываются на всестороннем учете климатических и природных условий, а так же широко применяется весь спектр «возобновляемых источников энергии» (ВИЭ):

1. энергии солнца, ветра, геотермальной земли и воды (обеспечении энергией);
2. переработывания биомассы и различных отходов животноводства и птицеводства.

Максимальный экономический эффект от применения ВИЭ получают, безусловно, на крупных сельскохозяйственных предприятиях. Однако, учитывая то, что для большинства фермерских хозяйств энергосбережение – актуальная проблема оптимального функционирования системы: человек – сельскохозяйственное производство – природная среда, можно достигнуть, применения системы ВИЭ и в строительных объемах малых сельскохозяйственных предприятий и усадеб фермерских хозяйств за счет возможности автономного размещения в природном ландшафте. Такие архитектурно-инженерные образования могут стать новыми типами фермерских хозяйств (экологические фермы).

Наибольшее применение энергетические устройства ВИЭ в фермерских хозяйствах получают в свиноводстве, птицеводстве, переработки некоторых видов сельскохозяйственной продукции и создании безотходных технологий во многих отраслях сельскохозяйственного производства. Для ферм КРС ВИЭ применяют локально только в кормоприготовлении и для бытовых нужд.

Биоэнергетические установки (БЭУ) предназначены для переработки отходов в горючий газ, тепловую и электрическую энергию. Влажность предназначенного для переработки стока составляет 85-92%, на собственные нужды установки расходуется не более 20% вырабатываемого биогаза. Таким образом, биоэнергетические установки не только энергонезависимы, но и могут покрыть значительную часть

энергопотребления основного производства. В установке осуществляется биохимическое и микробиологическое разложение содержащихся в отходах органических веществ. При этом происходят процессы, сопровождающиеся выделением биогаза (метан с примесью углекислого газа) и минерализацией азотсодержащих, фосфорсодержащих и калийсодержащих соединений. Процесс обеспечивает органическую стабилизацию отходов, полное уничтожение патогенной микрофлоры, яиц гельминтов, семян сорняков, специфических запахов, что позволяет использовать переработанный сток в качестве жидких экологически чистых удобрений или исходного сырья для производства белково-витаминных кормовых добавок. Отходы при переработке в соответствии с "Федеральным классификационным каталогом отходов" (приказ МПР РФ от 02.12.2002 n 786 в ред. от 30.07.2003) преобразуются из отходов iii-го (умеренно опасные) и iv-го (малоопасные) классов опасности в v-й (практически неопасные).

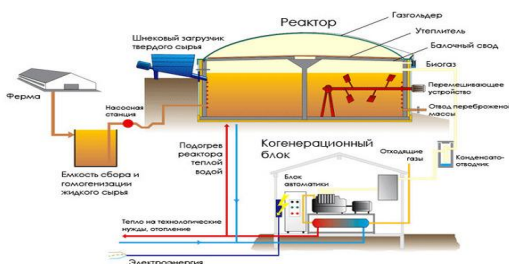


Рис. 1. Схема организации безотходного производственного процесса на животноводческой ферме энергокомплекса

Приведенная выше принципиальная схема организации безотходного производственного процесса на животноводческой ферме энергокомплекса является примером для наших фермеров в деле создания экологически чистых фермерских хозяйств.

Два типа биоэнергетических установок для безотходной переработки органических отходов разработал АО Центр «Экорос». Эти установки были приняты к производству АО «Стройтехника - Тульский завод». Сибирский институт прикладных исследований (ООО «Сиприс», г. Омск) осуществляет изготовление и поставку биогазовых и биоэнергетических установок объемом 2,5 - 75 м³ полной заводской готовности крестьянским и фермерским хозяйствам для утилизации сельскохозяйственных отходов и производства биогаза и жидких органических удобрений. Биоэнергетические установки используются в совхозе-техникуме «Омский», на Иртышской птицефабрике в фермерском хозяйстве «Сибирь», в крестьянском фермерском хозяйстве «Опыт».

Концепция создания экологических ферм, как правило, основным условием успешного воплощения идеи предполагают максимальный учет при проектировании природных факторов и особенностей природного ландшафта.

Заканчивая научную работу, хотелось бы сделать хотя бы некоторые выводы, которые могли бы быть использованы в отечественной практике создания экологических поселений:

- более продуманно использовать природные условия и ландшафт для размещения новых и восстановления существующих сёл в виде современных экологических фермерских поселений;
- активно использовать инженерно-технические системы ВИЭ в энергоснабжении сельских поселений и создании безотходных сельскохозяйственных производств.

Экологические фермы с безотходной технологией сельскохозяйственного производства представляют образцы современных фермерских хозяйств, производящих экологически чистые продукты и сохраняющих экологию окружающей среды.

Литература

1. Источники загрязнения почв в животноводческом производстве и их обеззараживание: [Учеб. пособие] / С. М. Губкин, А. М. Коган; Омский с.-х. ин-т им. С. М. Кирова 51, с.20см 2-е изд., испр. и доп. – Омск: ОмСХИ, 1988.

ДИНАМИКА ПЛОЩАДИ ЗЕМЕЛЬ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫХ НА ПРАВЕ ПОЖИЗНЕННОГО НАСЛЕДУЕМОГО ВЛАДЕНИЯ, В МОГИЛЁВСКОЙ ОБЛАСТИ

Т.М. Москалева, Е.С. Семак

Научный руководитель старший преподаватель Н.А. Казакевич

Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Белоруссия

Право собственности не является единственной правовой формой реализации экономических отношений собственности, в том числе и земельной. Они могут быть оформлены и с помощью иных, разнообразных вещных, а также обязательственных прав.

Право землевладения как правовой институт охватывает систему норм, определяющих круг правомочий землевладельцев, условия и порядок использования земли на праве пожизненного наследуемого владения, основания возникновения, изменения и прекращения этого права.

Право землевладения как субъективное право представляет собой предусмотренные нормами земельного права правомочия конкретного субъекта права землевладения. Его можно рассматривать не только

как совокупность прав и обязанностей землевладельцев, но и как особое правоотношение по землевладению, и как самостоятельный правовой титул – использование земли на праве землевладения [2].

Кодекс о земле регулирует отношения граждан в области пожизненного наследуемого владения землей. Оно представляет собой особое вещное право граждан бессрочно владеть и пользоваться земельным участком установленного с правом наследования в предусмотренном законом порядке.

Право пожизненного наследуемого землевладения граждан является самостоятельным институтом современного земельного права и имеет свои отличительные черты.

Право землевладения – одно из правовых средств обеспечения рационального использования земли, его отличает самостоятельность, целевой характер, состоящий в том, что государство при предоставлении земель всегда называет цели их использования на праве пожизненного наследуемого землевладения [1].

Субъектами пожизненного наследуемого владения землей являются граждане Республики Беларусь. Земельные участки могут предоставляться в пожизненное наследуемое владение иностранным гражданам и лицам без гражданства, являющимися родственниками наследодателя, для обслуживания переданных по наследству жилого дома, зарегистрированной организацией по государственной регистрации квартиры в блокированном жилом доме, дачи, садового домика, расположенных на земельных участках, предоставленных наследодателю в пожизненное наследуемое владение [3].

Объектом права землевладения является земельный участок. Согласно Кодексу о земле земельные участки гражданам Республики Беларусь предоставляются в пожизненное наследуемое владение гражданам Республики Беларусь для следующих целей и в следующих размерах:

- для строительства и обслуживания жилого дома – в случаях, установленных Президентом Республики Беларусь, когда земельные участки предоставляются без проведения аукциона, в городах - от 0,05 до 0,15 гектара, от 0,15 до 0,25 гектара, в сельских населенных пунктах, поселках городского типа - от 0,15 до 0,25 гектара;

- для обслуживания принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании жилого дома, зарегистрированной организацией по государственной регистрации квартиры в блокированном жилом доме, в городах - от 0,05 до 0,15 гектара, от 0,15 до 0,25 гектара, в сельских населенных пунктах, поселках городского типа - от 0,15 до 0,25 гектара;

- для ведения личного подсобного хозяйства в сельских населенных пунктах, поселках городского типа гражданам, зарегистрированным по месту жительства в этих населенных пунктах, до 1 гектара с учетом площади земельного участка приусадебного участка;

- для ведения крестьянского (фермерского) хозяйства, до 100 гектаров сельскохозяйственных земель;

- для коллективного садоводства, до 0,15 гектара на одного члена садоводческого товарищества;

- для дачного строительства, до 0,15 гектара на одного члена дачного кооператива;

- для традиционных народных промыслов (ремесел), размер участка зависит от местных условий и особенностей [1].

За последние пять лет (с 01.01.2008 по 01.01.2012) были собраны и проанализированы данные о площадях земельных участков на праве пожизненного наследуемого владения в разрезе целевого использования по Могилевской области, которые представлены в таблице.

Анализируя данные таблицы, можно отметить следующее: за исследуемый период прослеживается тенденция уменьшения площади земель предоставленных для ведения крестьянского (фермерского) хозяйства на 2,4 тыс. га, самый высокий данный показатель приходится на 2009 и 2011 гг. – 0,7 тыс. га. Общая площадь земель, предоставленных для ведения крестьянского (фермерского) хозяйства на праве пожизненного наследуемого владения по состоянию на 1 января 2012 г. составила 11,9 тыс. га, это составляет 0,41% от общей площади земель Могилевской области и 9,97% от общей площади земель предоставленных в пожизненное наследуемое владение.

Таблица

Распределение площадей земель Могилевской области, предоставленных в пожизненное наследуемое владение в разрезе целей по их использованию с 2008 по 2012 гг.

Целевое использование земель	2008		2009		2010		2011		2012	
	га	%	га	%	га	%	га	%	га	%
1. Для ведения К(Ф)Х	14,3	9,98	13,6	9,82	13,1	10,25	12,4	10,08	11,9	9,97
2. Граждане:	129,0	90,02	124,8	90,18	114,7	89,75	110,6	89,92	107,5	90,03
- для стр-ва и обл. жил. дома	46,0	35,66	47,3	37,90	42,8	37,31	41,7	37,70	42,3	39,35
- для ведения ЛПХ	80,0	62,02	75,0	60,10	69,4	60,51	66,6	60,22	63,0	58,60
- для садов-ва и дачного стр-ва	3,0	2,32	2,5	2,0	2,5	2,18	2,3	2,08	2,2	2,05
Итого:	143,3	100	138,4	100	127,8	100	123,0	100	119,4	100

За 2008-2012 гг. наблюдается тенденция уменьшения земель граждан на праве пожизненного наследуемого владения находящихся в среднем на 5,4 тыс. га в год. Общая площадь земель граждан на праве пожизненного наследуемого владения по состоянию на 1 января 2012 г. составила 107,5 тыс. га, это составляет 90,03% от общей площади земель предоставленных в пожизненно наследуемое владение и 3,7% от общей площади земель Могилевской области.

На 1 января 2012 г. общая площадь земель переданных для строительства и обслуживания жилого дома в пожизненное наследуемое владение гражданам составила 42,3 тыс. га, это составляет 35,43% от общей площади земель, предоставленных в пожизненно наследуемое владение. За исследуемый период прослеживается тенденция уменьшения земель находящихся в пожизненном наследуемом владении гражданам для строительства и обслуживания жилого дома в среднем на 0,93 тыс. га в год. Уменьшение площади наблюдается в 2010 и 2011 гг.

За исследуемый период прослеживается тенденция уменьшения земель переданных для ведения ЛПХ в пожизненное наследуемое владение гражданам в среднем на 4,3 тыс. га в год, самый высокий данный показатель приходится на 2010 г. – 5,6 тыс. га. Уменьшение площади наблюдается за все года исследуемого периода. Общая площадь этих земель по состоянию на 1 января 2012 г. составила 63,0 тыс. га, это составляет 52,76% от общей площади земель предоставленных в пожизненно наследуемое владение и 2,16% от общей площади земель Могилевской области.

В Могилевской области площадь земель переданных для ведения садоводства и дачного строительства в пожизненное наследуемое владение гражданам за период 2008-2012 гг. уменьшилось на 0,8 тыс. га. На 1 января 2012 г. общая площадь этих земель составила 2,2 тыс. га, что составляет 1,84% от общей площади земель предоставленных в пожизненно наследуемое владение.

Таким образом, право землевладения – это самостоятельный правовой институт, нормы которого регулируют порядок возникновения и прекращения права владения землей, права и обязанности землевладельцев, защиту их прав и гарантии землевладения [3].

Литература

1. Кодекс Республики Беларусь о земле: принят Палатой Представителей 17 июня 2008 г.; одобр. Советом Республики 28 июля 2008 г. / НРПА Республики Беларусь, 7 августа 2008 г. № 187, 2/1522.
2. Комментарий к Кодексу Республики Беларусь о земле / под общ. ред. С.А. Балашенко, Н.А. Шингель. – Минск: Дикта, 2009. – 720 с.
3. Шингель, Н.А. Земельное право Республики Беларусь. Общая часть: курс лекций / Н.А. Шингель. – Минск: ГИУСТ БГУ, 2006. – 135 с.

УСТОЙЧИВОСТЬ ЗЕЛЕННЫХ НАСАЖДЕНИЙ В ГОРОДСКИХ УСЛОВИЯХ

Нгуен Тхи Лан

Научный руководитель профессор В.Ф. Ковязин

*Санкт-Петербургский государственный лесотехнический университет им. С.М. Кирова,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Санкт-Петербург богат мемориальными парками, зеленые насаждения которых подвержены антропогенному и техногенному воздействиям. Авторами изучены некоторые парки города для оценки устойчивости некоторых древесных пород к городским условиям. Выбраны крупные парки, расположенные в разных зонах мегаполиса: парк «Тихий отдых» в центре Санкт-Петербурга, Баболовский и Отдельный в пригородном Пушкинском районе. Рассмотрены различные патологии ствола, ветвей и болезни растений.

Парк «Тихий отдых» площадью 22,5 га расположен на Каменном острове, который находится на самой низкой террасе, расположенной вдоль побережья Невской губы, на островах невиской дельты и во впадине Лахтинского болота и периодически подвергается наводнениям. В парке произрастают два поколения древесных пород: до 25 лет и старше. Молодые растения ухожены, их санитарное состояние оценивается как хорошее. Деревья старшего поколения имеют ряд патологий (табл.1).

Таблица 1

Санитарное состояние деревьев в парке «Тихий отдых»

Название пород		Усыхание кроны, %	Патология ствола, %			
Русское	Латинское		Механические повреждения	Морозобоина	Наклон ствола до 10°	Признаки гнили
Липа мелколистная	<i>Tilia cordata</i> Mill.	12±3	8±2	34±9	3±1	8±2
Дуб черешчатый	<i>Quercus robur</i> L.	8±2	6±2	41±14	4±1	–
Сосна кедровая сибирская	<i>Pinus sibirica</i> Du Tour	–	13±4	–	3±1	14±4
Ель европейская	<i>Picea abies</i> H.Karst.	5±1	10±2	6±2	8±2	18±4
Лиственница европейская	<i>Larix decidua</i> Mill.	10±4	12±4	–	10±4	21±8
Пихта сибирская	<i>Abies sibirica</i> Ledeb.	–	14±6	10±2	4±1	16±4

У большинства исследуемых пород отмечается усыхание кроны. Большая часть деревьев имеет механические повреждения, морозные трещины, гнили ствола. Удовлетворительное состояние характерно для липы мелколистной. Хвойные породы меньше повреждены, чем лиственные, т.к. высажены дальше от воды. В период наводнения вода, окружающая остров, поднимается и подтопляет корневые системы деревьев, которые не переносят избытка влаги. А избыток почвенной влаги характерен для большей части территории парка.

Отдельный парк расположен на площади 125 га в юго-восточной части города. Отдельный парк состоит из линейных посадок дуба черешчатого и примыкающих к ним участков, заросших в основном аборигенными видами древесных пород. Парк посещается населением для отдыха и сбора грибов. Дуб черешчатый представлен в основном деревьями высоких классов возраста и подвергался повреждениям в период военных действий 1941-1944 гг. У всех деревьев усыхает крона, особенно у деревьев высоких ступеней толщины (более 28см). Для них, как и для более высоких деревьев, характерен высокий процент механических повреждений, сухобокости и ядровой гнили, возбудителем которой служит серно-желтый трутовик. На листьях дуба распространена мучнистая роса, которая поражает чаще листья в нижней части кроны, степень поражения до 40%. Помимо указанных болезней на стволах дуба встречается поперечный рак, распространение до 1%. Зарегистрировано усыхание кроны у молодых до 20 лет дубов (табл. 2 и 3).

Таблица 2
Состояние деревьев дуба черешчатого в Отдельном парке в зависимости от степени толщины (возраст 70-80 лет)

Степень толщины, см	Патология ствола, %		
	Механические повреждения	Сухобокость	Гниль
44,1–48,0	–	18–62	18–62
56,1–60,0	100	–	–
60,1–64,0	3–47	–	–
64,1–68,0	15–85	–	–
76,1–80,0	15–85	15–85	15–85
88,1–92,0	3–47	3–47	53–98

Таблица 3
Состояние деревьев дуба черешчатого в Отдельном парке в зависимости от их высоты (возраст 70-80 лет)

Высота, м	Патология ствола, %			
	Механические повреждения	Морозобоина	Сухобокость	Гниль
18,0–20,0	25–75	–	–	–
22,1–24,0	3–47	3–47	–	–
24,1–26,0	1–19	7–33	–	7–33
26,1–28,0	24–62	–	24–62	11–45

У 3% деревьев дуба черешчатого обнаружены плодовые тела серно-желтого трутовика. У липы мелколистной зарегистрированы около 30% гнили ствола и морозобоины. У ели европейской, ольхи черной, массовых заболеваний и очагов вредителей не обнаружено.

Баболовский парк заложен в 1780г. князем Г.А. Потемкиным и расположен юго-западнее Александровского парка, в трех верстах от Царского села недалеко от деревни Баболово среди низин и болот, заросших лесом, была устроена мыза с небольшим садом. Баболовский парк имеет площадь 268,6 га. При исследовании обнаружено, что дуб черешчатый поражен мучнистой росой и гнилями (табл. 4), старые деревья потеряли декоративность и нуждаются в санитарно-оздоровительных мероприятиях. Хвойные породы Баболовского парка также имеют существенные патологии ствола.

Таблица 4
Санитарное состояние дуба черешчатого в насаждениях Баболовского парка

Возраст, лет	Состояние кроны		Мучнистая роса, %	Патология ствола, %	
	здоровая	поражения листьев		морозобоина	признак и гнили
20	100	0	75–100	–	–
40–50	32–54	46–48	19–47	4–16	4–16
70–80	0	100	28–56	6–28	36–64
100	0	100	–	50–100	25–75

У 4% деревьев ели среднего возраста в Баболовском парке обнаружен рак-серянка.

Состояние насаждений парков изучалось весной 2012 года. Этот период в Санкт-Петербурге характеризуется прохладной погодой и сильными ветрами, поэтому листовые инфекции не везде проявились. На побегах растений дуба черешчатого наблюдается мучнистая роса листьев. Возбудителем болезни является *Microsphaera alphitoides* Griff et Maubl. Грибница мучнистой росы возбудителя болезни располагается на листьях. Встречаемость болезни в среднем достигает у дуба черешчатого до 8 %.

Кремовая пятнистость (возбудитель болезни *Desula umbrinella*) поразила у липы мелколистной кроме листьев прицветники и черешки. Встречаемость болезни в среднем составила 3-9 %.

При усыхании ветвей кроны растений на наружных слоях древесины развивается комплекс грибов, которые, являясь слабыми паразитами, способствуют развитию этому процессу, но первопричиной усыхания не становятся. В коре усохших ветвей развиваются грибы, которые вызывают некроз отмирающих побегов: *Clithris guercina* (Pers.) Rehm., *Vuilleminia comedens* Maize, *Diatrypella guercina* Wint., *Cytospora* sp. Первичными факторами, повреждающими побеги, являются весенние и осенние заморозки. Грибами, способствующими усыханию ветвей и побегов листовых пород от некроза коры, являются виды: *Cytospora carphosperma* Fr., *Thyrostroma compactum* (Sacc.) Noehn, *Diaporthe velata* Nke.

После подмерзания побегов растений в городских насаждениях часто наблюдаются грибы родов *Tubercularia* и *Cystospora*. Запас инфекции этих патогенов накапливается на усохших ветвях деревьев и в листовом опаде, но опасности для здоровых растений такие возбудители не представляют.

У деревьев большинства древесных пород старше 60 лет в ядре ствола развивается гниль древесины, возбудителем которой являются базидиальные грибы. Опасность заражения деревьев с возрастом увеличивается, особенно при механических повреждениях стволов и развитии морозных трещин, которые характерны для пород, произрастающих на северной границе своего ареала, в том числе дуба черешчатого и липы мелколистной. Мицелий, образовавшийся при прорастании спор грибов на месте повреждения, проникает в древесину и образует гниль части ствола.

По результатам исследования можно заключить, что устойчивость древесных пород в парках Санкт-Петербурга с возрастом снижается.

ЗНАЧЕНИЕ ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВА ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ КРЕСТЬЯНСКИХ (ФЕРМЕРСКИХ) ХОЗЯЙСТВ

Л.П. Пахомчик

**Научный руководитель заведующий кафедрой землеустройства С.М. Комлева
Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Белоруссия**

Крестьянским (фермерским) хозяйством признается коммерческая организация, созданная одним гражданином (членами одной семьи), внесшим (внесшими) имущественные вклады для осуществления предпринимательской деятельности по производству сельскохозяйственной продукции, а также по ее переработке, хранению, транспортировке, основанной на его (их) личном трудовом участии и использовании земельного участка, предоставленного для этих целей в соответствии с законодательством об охране и использовании земель [1].

В процессе реформ, начиная с 1991 г. по настоящее время, в Республике Беларусь организовано более 6 тыс. крестьянских (фермерских) хозяйств. По состоянию на 1 января 2012 г. в республике насчитывается 2338 крестьянских (фермерских) хозяйств, в том числе в Брестской области – 448, Витебской – 342, Гомельской – 338, Гродненской – 343, Минской – 569 и Могилевской области – 298 хозяйств. За хозяйствами закреплено 144,4 тыс. гектаров земли, из них 127,5 тыс. га сельскохозяйственных земель, в том числе 93,4 тыс. га пахотных. Средняя площадь одного фермерского хозяйства составляет 62 га.

Основным направлением специализации крестьянских (фермерских) хозяйств является отрасль растениеводства (80 %). При этом в 40 % хозяйств, профилирующим является производство зерна, 31 % занимается в основном возделыванием овощей и картофеля, 5 % основным видом деятельности избрало плодоводство [2].

Основная задача межхозяйственного и внутрихозяйственного землеустройства крестьянского хозяйства состоит в создании такой формы организации территории, которая обеспечит наиболее полное и эффективное использование земли и средств производства, а также благоприятные условия для научной организации процессов труда в целях экономии времени и ресурсов [3].

Образование крестьянских (фермерских) хозяйств, происходит в процессе землеустройства как системы государственных мероприятий по управлению земельными ресурсами, формированию и устройству землепользований и их систем, регулированию земельных отношений, созданию социально-экономических, территориальных и организационно-хозяйственных условий для рационального использования земель и развития сельскохозяйственного производства. Организация и размещение крестьянских хозяйств оказывают существенное влияние не только на результаты их производственной деятельности, но и на устройство территории, а также экономику существующих сельскохозяйственных организаций, на землях которых они создаются.

Землеустройство крестьянского (фермерского) хозяйства не ограничивается только образованием самого землепользования, а включает решение ряда вопросов, связанных с устройством и размещением всех его частей, с учетом качества земельных участков, их расположения, целесообразного хозяйственного

использования, установлением рациональных форм внутрихозяйственной организации территории в соответствии с потребностями развития производства, эффективным использованием и охраной земель. Особенность размещения крестьянского хозяйства в том, что формирование землепользований происходит на землях существующих сельскохозяйственных предприятий с уже сложившейся территориальной организацией производства.

Составные части проекта внутрихозяйственного землеустройства крестьянского (фермерского) хозяйства:

1. Размещение основного хозяйственного центра и производственного участка.
2. Разработка генерального плана застройки усадьбы крестьянского хозяйства.
3. Размещение объектов производственной и социальной инфраструктуры.
4. Организация земель.
5. Устройство территории пахотных земель.
6. Устройство территории луговых земель для сенокосения и выпаса сельскохозяйственных животных.
7. Устройство территории многолетних насаждений [3].

В связи с разнообразием методов образования землепользования крестьянских хозяйств и местных условий, возможны различные подходы к расселению фермеров, расположение крестьянского двора и земельного участка: хуторской, отрубной, селенческо-отрубной и селенческо-кооперативные типы хозяйств.

При хуторском типе хозяйствования крестьянский двор располагается вне населенного пункта на выделенном земельном массиве. Здесь возможно компактное расположение жилья, производственных построек, и сельскохозяйственных земель, позволяющие сократить до минимума затраты на проезды и транспортировку грузов. Чаще всего его применяют при создании фермерского хозяйства на землях фонда перераспределения местных исполнительных комитетов или на основе существующего хуторского поселения.

При отрубном типе территориальной организации хозяйства крестьянская усадьба сохраняется в селе, а производственный участок располагается на некотором удалении.

При селенческо-отрубном типе организации крестьянского хозяйства усадьба фермера располагается в населенном пункте, а часть производственной зоны – за пределами села, иногда на значительном расстоянии от усадьбы фермера, а другая часть рядом с ней. Такое размещение обусловлено нехваткой земель вблизи населенного пункта или наличием большой численности поголовья скота, которое недопустимо держать с санитарной точки зрения вблизи жилого дома. Такой тип хозяйства характерен для организации его на основе личного подсобного хозяйства.

Селенческо-кооперативный тип состоит в том, что несколько семей размещаются на территории обезлюжденного небольшого селения и постепенно осваивают и возрождают его [5].

При проведении землеустроительных работ для образования крестьянских хозяйств во многих случаях отсутствует комплексность работ, что приводит к рассредоточенному их расположению на территории, возникновению ряда территориальных и производственных недостатков: не оптимальный размер участка по площади, несоответствие состава и структуры земель специализации; дальнотелье; чересполосица; вклинивание; вкрапливание; неправильное размещение границ; неравноценное качество земель, выделяемых крестьянским хозяйствам и другие.

Вкрапливание в землепользование крупных хозяйств, приводит к изменению сложившегося ландшафта и может существенно влиять своей хозяйственной деятельностью на экологическую ситуацию сельскохозяйственных территорий. Поэтому на стадии проектирования необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на охрану основных компонентов природной среды: земли, водного бассейна, естественного ландшафта, растительного покрова. Размещение крестьянского хозяйства на территории сельскохозяйственного предприятия должно выполняться на основе проведенного агроэкологического зонирования территории, тщательного учета социальных, экономических и экологических факторов.

Для разработки генерального плана застройки усадьбы крестьянского хозяйства производится функциональное зонирование ее территории, которое заключается в определении расположения взаимосвязанных функциональных зон: жилой, производственной и санитарно-защитной.

На территории жилой зоны размещаются жилой дом, гараж, баня, погреб, колодец, цветники и так далее.

Производственная зона включает животноводческие постройки, складские помещения, навесы для хранения инвентаря и грубых кормов, гаражи сельскохозяйственной техники, мастерские, а также здания и сооружения по переработке сельскохозяйственной продукции и отходов производства.

К санитарно-защитной зоне относится приусадебный участок, разделяющий жилую и производственную зону, на котором возделываются многолетние фруктово-ягодные насаждения и огородные культуры.

Размещение жилой и производственной зон крестьянской усадьбы производится с учетом рельефа местности, качества грунтов, глубины залегания грунтовых вод, наличия водных источников, направления господствующих ветров, санитарных разрывов и иных характеристик земельного массива.

Устройство территории пахотных земель целесообразно начинать с выделения однородных эколого-технологических рабочих участков, на основе агроэкологического зонирования территории. Формирование рабочих участков производится с учетом рельефа местности, конфигурации и площади контуров, механического состава, водно-воздушного режима, эродированности, каменистости, степени окультуренности почв, а также природоохранных ограничений. Выделенные рабочие участки должны быть пригодны для механизированной обработки.

Для обслуживания рабочих участков проектируется сеть полевых дорог, которая связывает их с хозяйственным центром, располагается по границе полей, основных сельскохозяйственных земель и выходит на магистральную дорогу хозяйства.

Устройство территории луговых земель сводится к организации пастбище – и сенокосооборотов, размещению загонов очередного стравливания, скотопрогонов, а при необходимости – летних лагерей и водных источников.

Устройство многолетних насаждений в хозяйствах садоводческой специализации включает размещение пород и сортов, кварталов и элементов производственной инфраструктуры [3].

Кроме перечисленных составных частей организации землеустройства крестьянского хозяйства, также решается вопрос о проведении мероприятий по охране земельных ресурсов, восстановления и повышению плодородия почв. Главное внимание уделяется обработке почвы в севооборотах, технологии возделывания сельскохозяйственных культур, системе удобрений и мероприятиям по борьбе с вредителями, болезнями и сорняками сельскохозяйственных растений [4].

Решение вопросов образования землепользований крестьянских (фермерских) хозяйств требует всестороннего изучения и учета природных факторов, современного состояния и перспектив их развития.

Литература

1. О крестьянском (фермерском) хозяйстве: Закон Белорусской Советской Социалистической Республики, 18 февраля 1991 г. // Сборник нормативных актов в Респ. Беларусь. – Минск: ПКФ «Прометей», 1994. – С. 85–103.
2. Министерство сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь [Электронный ресурс] / – Режим доступа: <http://www.mshp.minsk.by>, открытый.
3. Организация землепользований крестьянских хозяйств. – Горки: Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, 2004. – 152 с.
4. Колмыков А.В. Экологические вопросы организации крестьянских хозяйств // Проблемы землеустройства в современных условиях: Матер. междунар. науч.-производ. конф. – Горки, 2004. – С. 35-38.
5. Колмыков А.В. Методы организации землепользования крестьянских хозяйств // Землеустройство: состояние, проблемы, перспективы: Матер. междунар. науч.-производ. конф. – Горки, 2001. – С. 22-26.

ЗНАЧЕНИЕ И РАЗВИТИЕ КОНСОЛИДАЦИИ ЗЕМЛИ В ЛАТВИИ

Д.Л. Платонова

Научный руководитель профессор А.М. Янкава

Латвийский сельскохозяйственный университет, г. Елгава, Латвия

Понятие консолидация земли в Латвии появилось только в 90-тые годы прошлого века. Одним из первых это понятие использовал доктор сельскохозяйственных наук Ю. Зушевиц, который в своей книге «Введение в аграрную политику» рассмотрел консолидацию земли как некий вид аграрной реформы, который нельзя путать с коллективизацией. Консолидация, по его мнению, является не изъятием земли, а ее сведением в общий, лучше используемый и обрабатываемый объект [6].

Хотя понятие консолидации земли в Латвии новое, его цель и задачи (ликвидация раздробленности, чересполосицы, создание оптимального размера хозяйств) реализовывали уже во время аграрной реформы Латвийской Республики в 1920 – 1937 годы. Тогда ликвидация раздробленности земли в хозяйствах была проведена на основе проектов землеустройства. В советское время тоже проводили так называемые работы межхозяйственного землеустройства для ликвидации чересполосицы и других недостатков землепользования.

Профессор А. Янкава в 2003 г. [1], анализируя ситуацию в Латвии по консолидации земли, основными причинами необходимости ее проведения назвала нерациональные размеры и раздробленность земельных участков, а также преобладание мелких хозяйств в сельской местности. Об этом свидетельствуют и исследования авторов данной статьи, которые опираются на данные Государственной земельной службы Латвийской Республики на 26.09.2012 (рис.1).

Анализ группировки земельных собственности сельскохозяйственного назначения Латвии по их площади сельскохозяйственных (с/х) угодий показал, что самый большой удельный вес из общего числа (92%) и общей площади (56%) занимают земельные участки с площадью сельскохозяйственных угодий до 20.0 га. При этом почти третью часть из общего числа земельных собственности составляют собственности с площадью сельскохозяйственных угодий до одного гектара.

Приведенные данные свидетельствуют о сравнительно выраженной раздробленности площадей земельных участков сельскохозяйственного назначения. Нормативными актами последней земельной реформы было предусмотрено создание благоприятных территориальных предпосылок для успешного развития сельскохозяйственного производства. Было рекомендовано формировать компактные хозяйства и избегать чересполосицы [3]. В практике часто ввиду разных объективных и иногда субъективных факторов сельскохозяйственные земельные участки формировались из нескольких земельных единиц, создавая тем самым раздробленность. Этому же способствовало и развитие земельного рынка. Констатируется тесная взаимосвязь между площадью земли хозяйств и числом земельных единиц – чем больше земельная площадь хозяйства, тем больше число их составляющих земельных единиц (рис.2).

Таким образом, мероприятия по консолидации земли направлены не только на создание компактных, рационального размера хозяйств, но и на улучшение структуры земельных участков. Она может служить одним из орудий устранения раздробленности земли.

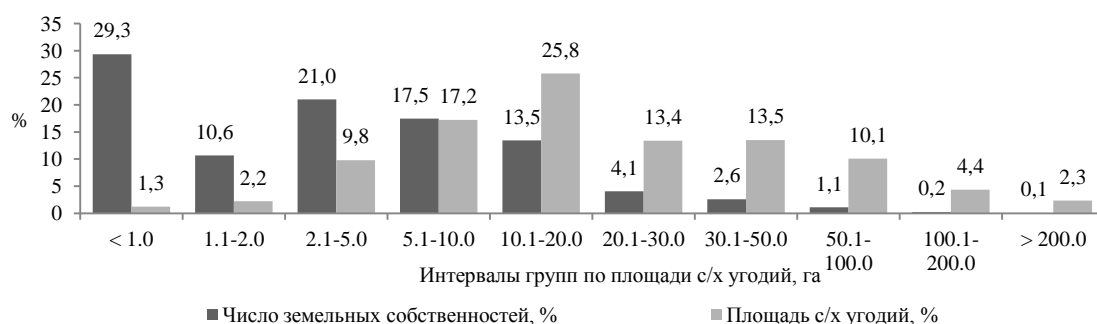


Рис. 1. Группировка земельных собственности сельскохозяйственного назначения Латвии (%) по площади сельскохозяйственных угодий на 26.09.2012.

Следует отметить, что понятием «консолидация земли» в Латвии практически не пользуются, хотя в законодательном акте оно появилось 14 сентября 2006 года с принятием закона «О землеустройстве» [5]. В этом законе консолидация земли названа одной из задач для разработки проектов землеустройства и формулируется как совокупность мероприятий, инициированных физическими или юридическими лицами, государством или самоуправлением в интересах общественности, для оптимизации использования земли. Однако дальнейшего развития консолидация земли в законодательстве Латвии пока не получила, хотя упоминания о значении ее встречаются.

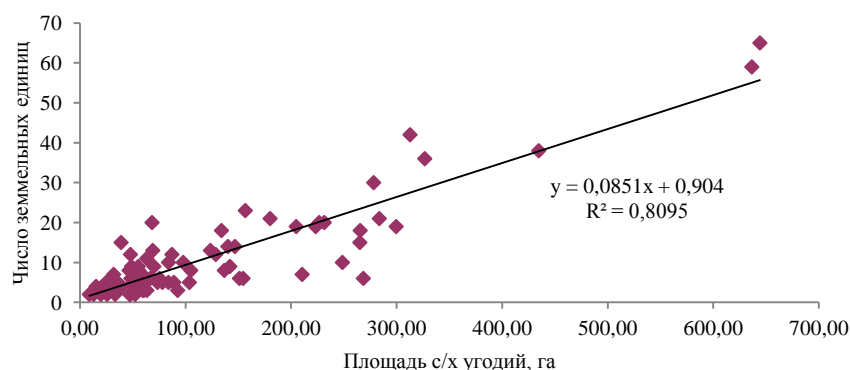


Рис. 2. Взаимосвязь между площадью сельскохозяйственных угодий хозяйств и числом их земельных единиц

О значении консолидации земли в будущем на территории Латвии свидетельствует информационное сообщение Министерства земледелия «О дальнейшей поддержке кредитования в приобретении сельскохозяйственных земель для производства сельскохозяйственной продукции», представленное правительству в январе 2012 года [4]. В сообщении сказано, что по-прежнему необходимо способствовать консолидации и созданию рациональной структуры сельскохозяйственных земель. Это подтверждается и данными Центрального управления статистики Латвийской Республики по состоянию на 2010 год - группа сравнительно небольших хозяйств, с площадью до 19.9 га составила 79.8% от всех экономически активных хозяйств сельскохозяйственного назначения, при этом она занимает только 25.8% всей площади сельскохозяйственных земель.

Руководитель Отдела земельной политики Министерства охраны окружающей среды и регионального развития Э. Капостиныш ввиду вышеупомянутого сообщения признает, что: „О консолидации земли необходимо серьезно думать, поскольку нерентабельно крестьян наделять деньгами, позволяя им покупать землю «кое-где», необходимо способствовать объединению несколько земельных участков для одного собственника».

В Латвии уже 2-3 года ведется работа над законом «Об управлении землей», который направлен на регулирование использования земель. Его введение частично поправит неясности и недостатки, возникшие во время проведения земельной реформы. В проекте нового закона наряду с другими проблемами, связанными с земельной политикой и управлением землей, важное место отведено и консолидации земли [2]. 9-я статья этого законопроекта определяет, что консолидация земли – это совокупность мероприятий для улучшения использования земли, включающая переустройство границ земельных единиц и смену прав земельной собственности, подтверждая этим, что консолидации земли следует уделять больше внимание в процессе управления землей.

В проекте закона указано, что необходимо ввести изменение в законе «О землеустройстве», установить, что инициирование разработки проекта землеустройства для проведения земельной консолидации на землях, принадлежащих частным лицам, разрешается и самоуправлению. Кроме того, необходимо разработать свод

правил Кабинета министров о порядке проведения и финансирования консолидации земли, а также определить прав и обязанности включенных в процессе сторон.

Консолидация земли должна быть добровольным мероприятием. Намечено, что частные лица смогут выразить самоуправлению желание провести консолидацию земли между собой в процессе землеустройства или территориального планирования. Это значит, что в процессах обмена, купли-продажи или переустройства границ можно будет объединять несколько небольших обособленных земельных участков одного собственника, создавая один большой участок. Процессу можно способствовать, определяя преимущественное право покупки или преимущество аренды для хозяев соседних земельных участков.

Для обеспечения последовательной передачи необходимых ресурсов, помощи сельским производителям и другим сельским жителям, в Латвии необходимо разработать стратегию земельной консолидации.

Литература

1. Jankava, A. (2003) Situation of Land Consolidation in Latvia. // Baltic Surveying`03: Proceedings of the International Scientific Conference. – Tartu: EAU, 2003. – pp. 48 - 55.
2. Likumprojekts „Zemes pārvaldības likums”: Latvijas Republikas Ministru kabinets. [skatīts 2013.gada 5.februārī]. Pieejams: <http://www.mk.gov.lv/lv/mk/tap/?pid=40224010>
3. Nolikums par Latvijas Republikas lauku apvidos realizējamās zemes reformas pirmās kārtas īstenošanu. – Rīga, 1991. – 75lpp.
4. Straujuma L. Par turpmāko atbalstu lauksaimniecībā izmantojamās zemes iegādes kreditēšanai lauksaimniecības produkcijas ražošanai: informatīvais ziņojums. – Zemkopības ministrija, 2012. – 6 lpp.;
5. Zemes ierīcības likums: LR likums. // Latvijas Vēstnesis. – 3. oktobrī, 2006. – Nr.157 (3525).
6. Zuševičs J. Ievads agrārpolitikā. – Rīga: Ražība, 1994. – 237. lpp.

УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ВЫБОРЕ МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ КАРЬЕРОВ ГРАВИЙНО–ПЕСЧАНЫХ СМЕСЕЙ

Д.Л. Рыняк, Е.А. Шевяко

Научный руководитель старший преподаватель Н.Н. Рыняк

Белорусская государственная сельскохозяйственная академия, г. Горки, Белоруссия

Во многих организациях все чаще встает вопрос приобретения песка и песчано-гравийных смесей для проведения работ по благоустройству своих территорий. Отсутствие на территории практически всех сельскохозяйственных организаций внутрихозяйственных карьеров является большой проблемой в целом для района. Вопрос о размещении на территории административных районов карьеров песка, необходимых для обслуживания дорог, подъездов, благоустройства территории, требует тщательного обоснования в проектах отводов земель для данных целей, разрабатываемых при землеустройстве.

При размещении земельных участков несельскохозяйственных объектов возможны следующие отрицательные последствия:

- нарушение существующих землепользований и территории сельскохозяйственных организаций;
- нарушение транспортных и территориальных связей;
- снижение качества земель, прилегающих к размещаемому земельному участку;
- отрицательное влияние на окружающую среду объекта, расположенного на участке.

Эти последствия необходимо в максимальной степени предотвратить или уменьшить. Единственной основой для появления на территории нового земельного участка несельскохозяйственного назначения может служить только проект землеустройства, включающий определение площади, размещения, конфигурации, состава земель отводимого участка. В проектах образования несельскохозяйственного землепользования рассчитывают размеры возмещения убытков землепользователей и собственников земли, потерь сельскохозяйственного производства и лесного хозяйства, площади снятия плодородного слоя почвы и рекультивации нарушаемых земель, устанавливают необходимые ограничения, обременения и сервитуты земельного участка. Проект должен соответствовать экологическим требованиям, правовым нормам и быть экономически обоснованным. Учет вышеизложенных факторов позволяет целесообразно и грамотно использовать имеющееся месторождение гравийно-песчаной смеси и обеспечить отвод земельного участка для этих целей [1].

Для разработки карьера гравийно–песчаной смеси «Проходы» на землях сельскохозяйственного производственного кооператива «Ходосы» проведен анализ природных и экологических условий района расположения земельного участка, изучено качественное состояние и использование затрагиваемых при отводе сельскохозяйственных земель. В качестве исходных данных при разработке проекта отвода земель использовались материалы внутрихозяйственного землеустройства сельскохозяйственной организации, материалы ранее выполненного проекта отвода земель, а также нормативные и правовые акты в области земельных правоотношений.

Проведенными разведочными работами выявлено месторождение гравийно – песчаной смеси. Объем запасов полезного ископаемого составляет 1654 тыс. м³. Общая площадь затрагиваемых земель для разработки карьера гравийно–песчаной смеси «Проходы», составляет 13,3628 га, в том числе земель сельскохозяйственного назначения 13,3628 га. Проектом предусматривается производить добычу грунта в карьере в течение всего года. Горно-подготовительные работы производятся сразу на всю площадь с учетом дальнейшей рекультивации карьера.

Таблица
Технико – экономические показатели проекта на разработку карьера гравийно-песчаной смеси

№ п.п	Существующие показатели	Значение показателей
1	Площадь земель подлежащая изъятию для разработки карьера гравийно-песчаной смеси «Проходы»	13,3628 га
2	Площадь сельскохозяйственных земель подлежащих изъятию у сельскохозяйственного производственного кооператива «Ходосы»	13,263 га
3	Общий размер убытков причиняемых сельскохозяйственному производственному кооперативу «Ходосы» изъятием сельскохозяйственных земель	6 739 300 руб.
4	Общий размер упущенной выгоды	12 281 492 руб.
5	Бал кадастровой оценки плодородия почв на изымаемом участке	35,2
6	Объем плодородного слоя почвы подлежащей снятию, для последующего использованию	17521 м3

В процессе землеустроительного проектирования требования охраны земли и окружающей природной среды могут нарушаться по следующим причинам: ошибочные решения проектировщиков; упущения в составе проекта, когда не учтены, не предусмотрены все необходимые мероприятия; не соблюдены научно обоснованная методика, форма, правила проектирования [2].

При отводе земельного участка для разработки карьера гравийно-песчаной смеси «Проходы» учитывался ряд факторов: залегание полезных ископаемых и качество земель выбранного земельного участка, наличие и количество сельскохозяйственных культур, произрастающих на изымаемом земельном участке, так как на момент изъятия он использовался по целевому назначению. Необходимо определить размер убытков и упущенной выгоды сельскохозяйственного производства, а также произвести расчет стоимости незавершенного производства. Расчет выполняется по испрашиваемому к отводу участку с учетом технологических свойств и его местоположения [2].

Для определения размеров убытков учитывались все затраты, понесенные сельскохозяйственным производственным кооперативом «Ходосы» после уборки предшествующих культур на изымаемом участке пахотных земель. Общий размер убытков составил 6 739 300 руб. Срок изъятия земельного участка для расчета размера упущенной выгоды принят 7 лет. Размер упущенной выгоды сельскохозяйственного производства принимается равным трехкратной величине нормативного чистого дохода и составит 12 281 492 рублей.

Для обеспечения стабильности землепользования и сохранения устойчивых элементов организации территории (дорог, лесополос, полей, севооборотов) сельскохозяйственные земли, предоставленные во временное пользование, необходимо привести в пригодное для использования состояние, т. е. рекультивировать. Участок предоставляется во временное пользование, срок пользования 7 лет. Рекультивация карьера предусмотрена под лесопосадку. Участок будет передан в состоянии, пригодном под посадку леса, государственному лесохозяйственному учреждению (по согласованию с ним).

Участок под карьер песка размещается на землях, используемых в сельском хозяйстве, и не будет возвращен в качестве сельскохозяйственных земель. Потери сельскохозяйственного производства исчисляются в полном объеме и составляют 310353, 9 тыс. рублей.

При разработке проектно-сметной документации предусмотрено снятие плодородного слоя почвы объемом 1752 м3, часть которого предусмотрено складировать во внешние отвалы (6677 м3), а другая часть плодородного грунта (10844 м3) транспортируется на участок малопродуктивных земель сельскохозяйственного производственного кооператива «Ходосы» площадью 10,10 га расположенного в 0,5 км южнее месторождения «Проходы». Подъезд к участку будет осуществляться по существующей дороге.

Переносят проект в натуру в соответствии с техническими требованиями, указаниями и инструкциями по выполнению соответствующих работ, действующими в системе органов исполнительной власти по управлению земельными ресурсами. Землепользователь обязан возратить предоставленный земельный участок по истечении надобности, но не позднее срока, на который он предоставлен. Районный исполнительный комитет обеспечивает контроль за занятием, целевым использованием и своевременным возвратом земельного участка, а также за снятием, сохранением и использованием плодородного слоя почвы.

При этом устанавливается следующая очередность:
подготовительные и полевые работы;
-топографические и почвенно-обследовательские работы;
-проектные работы, и изготовление документов.[3]

По результатам изысканий составляется акт и дается характеристика нарушенных земель. На основании материалов изысканий разрабатывается задание на проектирование. Топографические и почвенно-обследовательские работы выполняются с целью получения на участки нарушенных и примыкающих к ним земель доброкачественной топографической основы, а также материалов почвенно-грунтового обследования.

Литература

1. Голченко М.Г. Введение в специальность: Учебное пособие. – Горки, 2003.
2. Лагун Т.Д. Мелиорация и рекультивация земель. Курс лекций для вузов. – Горки. 2008. – 233 с.

3. Лагун, Т. Д. Практикум по мелиорации и рекультивации земель: учеб. пособие для вузов / Т. Д. Лагун, М. Т. Ковалев. – Горки: БГСХА, 2000. – 182 с.

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ИЖС НА ОСНОВЕ УЧЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РАЙОНОВ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Ю.И. Сапожникова, Е.Н. Быкова

Научный руководитель доцент Е.Н. Быкова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Существует довольно много способов инвестирования собственных средств для защиты их от инфляции и получения дополнительного дохода. Одним из таких способов является покупка земли. Следует отметить, что по своей доходности подобный способ вложения капитала, зачастую превышает вложения в недвижимость.

Одной из главных задач, стоящих перед инвестором, является выбор в качестве объектов инвестирования таких инновационных проектов, которые имеют наилучшие перспективы развития и могут обеспечить наиболее высокую эффективность инвестиций. Основой для выбора путей инвестирования является оценка и прогнозирование привлекательности отдельных потенциальных объектов [1]. Однако, в условиях развитого земельного рынка недвижимости и при наличии большого массива исходной информации принять объективное и наиболее эффективное решение бывает крайне непросто.

В настоящее время в Санкт-Петербурге одним из самых быстроразвивающихся секторов рынка является рынок земельных участков под индивидуальное жилищное строительство. Об этом говорит возрастающий объем и разнообразная структура предложения, а также активизация потребительского спроса. Инвестирование в земельные участки с целью строительства домов является выгодным как для физических лиц, так и для юридических лиц, поскольку доходность этого вида бизнеса составляет 25-30 %.

Тем не менее, инвестор и «потенциальный объект инвестирования» не всегда находят друг друга в сложной системе инвестиционных взаимоотношений. Процесс инвестирования осложняется несколькими факторами, с которыми инвестор сталкивается в процессе принятия решения. Одним из них, как уже ранее было отмечено, является выбор объекта инвестирования (инвестиционно-привлекательного земельного участка) [2].

Формирование методологии оценки инвестиционной привлекательности земельных участков в России находится на начальной стадии. В законодательстве не определена конкретная методика оценки инвестиционной привлекательности территории, поэтому в последнее время стали все чаще появляться различные методики расчета показателей инвестиционной привлекательности.

Существующие подходы и методы оценки инвестиционной привлекательности (ИП), получившие распространение в нашей стране могут рассматриваться в рамках четырех основных подходов.

Первый подход основан на выявлении основополагающего фактора (природно-климатические условия, трудовые ресурсы, уровень развития производства, рыночная реакция региона и т.д.), который определяет инвестиционную привлекательность. Для данного подхода характерна относительная простота расчетов и легкость интерпретации результатов. К недостаткам данного подхода можно отнести игнорирование связи с другими факторами, влияющими на ИП.

Второй подход опирается на учет целого ряда всевозможных факторов, которые, с точки зрения своего влияния на инвестиционную привлекательность, считаются равноценными. Причем каждый фактор характеризуется определенным набором показателей: характеристика экономического потенциала; развитость рыночной инфраструктуры; политические факторы; социальные; организационно-правовые; финансовые и др. [4]. Преимуществом данного подхода являются возможность применения статистических методов для оценки показателей и возможность сделать выводы о перспективном развитии территории в целом. В тоже время данный метод имеет ряд недостатков, основным из которых является непрозрачность методики выделения факториальных признаков для определения ИП.

Третий подход учитывает величины всех составляющих ИП и служит критерием ранжирования различных территорий по их привлекательности для инвестора. Основное преимущество состоит в возможности количественного сопоставления основных характеристик ИП и выведения результирующего показателя.

Сторонники четвертого подхода также анализируют широкий набор факторов, однако инвестиционная привлекательность в данном случае рассматривается как агрегированный показатель, который определяется двумя характеристиками: инвестиционным потенциалом и инвестиционным риском. К преимуществам можно отнести объективность результатов оценки и минимальное использование балльных оценок, к недостаткам – отсутствие качественного анализа и законодательно-правовой базы в области инвестирования [3].

В данной статье рассматривается применение первого подхода для оценки ИП территории города Санкт-Петербурга, на основе учета экологического фактора. Состояние окружающей среды, которое с каждым годом продолжает ухудшаться, вызывает все большую озабоченность общества. Поэтому, прежде чем принять решение о финансировании инвестиционного проекта, инвестор должен убедиться, что в проектных решениях учитывается экология. Следовательно, экологический анализ должен являться начальным этапом процесса принятия решения инвесторами.

Для оценки потенциальным инвестором экологической обстановки и выбора района города были созданы тематические карты экологических факторов для районов города, где существует предложение. Это

такие районы, как Выборгский, Приморский, Колпинский, Красносельский, Курортный, Петродворцовый, Пушкинский.

Районирование было произведено на основе расчета коэффициентов дифференциации. Коэффициенты были получены на основе проведенного множественного регрессионного анализа, посредством программы SPSS Statistics. По результатам анализа статистически значимыми при проведении оценки оказались такие экологические факторы, как расстояние до зон рекреации и уровень загрязнения почвы.

На основе коэффициентов дифференциации было выполнено районирование города Санкт-Петербурга для факторов уровень загрязнения почвы и расстояние до зон рекреации, а также определен совокупный коэффициент дифференциации (рис. 1, 2). Для районов города, где предложение отсутствует, значение коэффициентов дифференциации было принято равным 0.

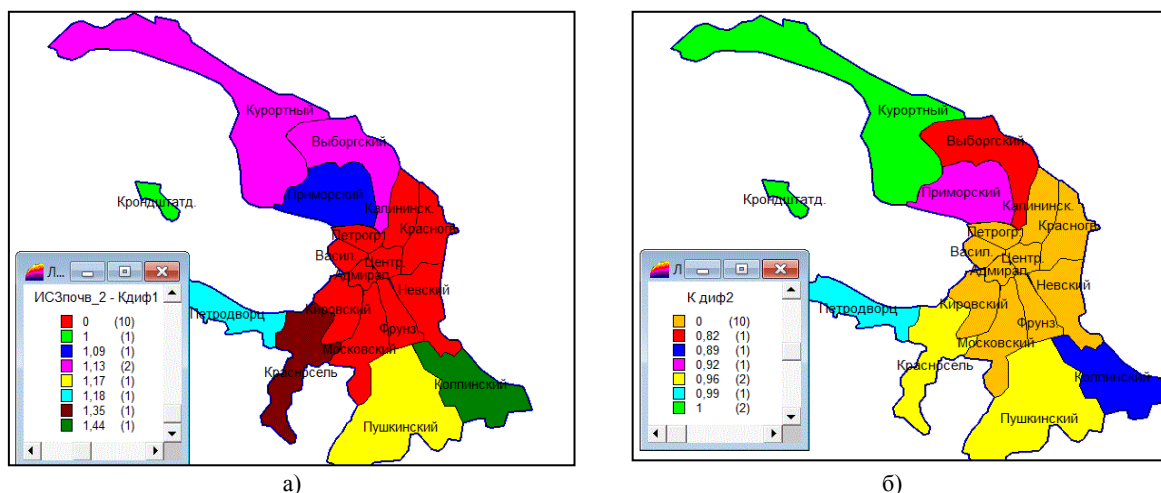


Рис.1. Районирование территории по коэффициенту дифференциации

а) учитывающий уровень доступности зон рекреации; б) учитывающий уровень загрязнения почвы.

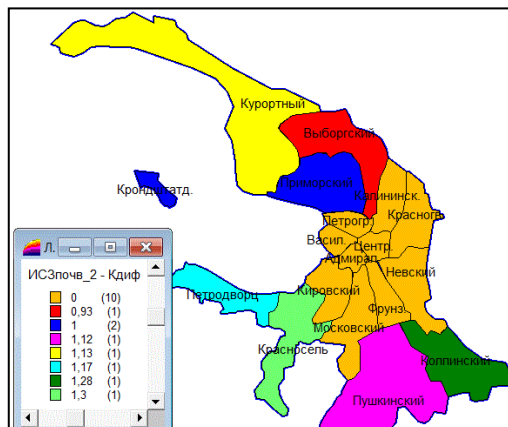


Рис.2. Районирование по совокупному коэффициенту дифференциации

Проведенный в рамках данного исследования анализ показал, что одним из главных критериев выбора земельного участка с целью индивидуального жилищного строительства для инвестора является экологическая ситуация района инвестирования. Как видно из рисунка 2, наиболее благоприятными районами с точки зрения экологической ситуации (по уровню доступности зон рекреации и уровню загрязнения почвы) можно считать Красносельский, Колпинский районы, относительно благоприятными – Петродворцовый, Курортный, Пушкинский районы, самая неблагоприятная ситуация наблюдается в Выборгском районе города.

Построенные тематические карты экологических факторов позволяют определять инвестиционную привлекательность территории для потенциальных инвесторов, а также наглядно иллюстрируют экологическое состояние районов города.

Литература

1. Безрукова Т.Л. Формирование инвестиционной привлекательности в процессе управления инновационным проектом / Т.Л. Безрукова, М.К. Добросоцкий // Инновационная экономика: информация, аналитика, прогнозы., 2010. – №9. – С. 27-30
2. Зайцева Н. Как оценить инвестиционную привлекательность? / Н. Зайцева // Журнал БДМ. Банки и деловой мир, 2007. – №12 – С. 27 – 30.

3. Наролина Ю. В. Методические подходы к оценке инвестиционной привлекательности АПК региона / Ю.В. Наролина // Научные ведомости Белгородского государственного университета., – 2007. – Т. 2. – №3. – С. 209–215
4. Попов М. Н. Основные подходы к оценке инвестиционной привлекательности российских регионов: преимущества и недостатки / М. Н. Попов // Актуальные вопросы экономики и управления: Материалы междунар. заоч. науч. конф., 2011. – Т. II. – С. 170-172

ОСОБЕННОСТИ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ГРАЖДАНАМ И ЮРИДИЧЕСКИМ ЛИЦАМ ЛЕСНЫХ УЧАСТКОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ГОСУДАРСТВЕННОЙ СОБСТВЕННОСТИ

А.Б. Суковина

Научный руководитель доцент М.Н. Веселова

Омский государственный аграрный университет имени П. А. Столыпина, г. Омск, Россия

Важнейшую роль в формировании бюджета Российской Федерации играет нефтедобывающая отрасль. По запасам нефти и газа, наибольшие показатели имеют территории Ямало-Ненецкого автономного округа и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. В настоящее время идет активная разработка и освоение этих территорий. Добыча нефти и газа вызывает необходимость размещения сооружений, обеспечивающих добычу, транспортировку сырья и обеспечивающих разработку месторождений полезных ископаемых. Для строительства этих сооружений необходимо провести комплекс землеустроительных и кадастровых работ по образованию и предоставлению в пользование земельного участка. Зональные условия расположения обоих субъектов Российской Федерации обусловили отнесение значительных площадей их территории к землям лесного фонда. В соответствии с Лесным кодексом Российской Федерации земельный участок, образуемый на землях лесного фонда, называется лесным участком.

Порядок предоставления гражданам и юридическим лицам лесных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности определяется статьями 71-74 Лесного кодекса Российской Федерации. Пункт 4 статьи 74 Лесного кодекса дает относительную свободу исполнительным органам власти субъектов Российской Федерации и органам местного самоуправления в пределах их полномочий в области регулирования лесных отношений. Поэтому на уровне субъектов Федерации разработаны нормативно-правовые акты, определяющие особенности прохождения процедуры предоставления лесных участков в аренду. В статье рассматриваются особенности предоставления лесных участков для строительства поисково-оценочной скважины на примере Ямало-Ненецкого автономного округа и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Одна из особенностей отвода лесных участков связана с площадью образуемого лесного участка, которая определяется освоенностью и изученностью территории. Территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югры более освоена и, как следствие, более доступна. Разведанные месторождения изрезаны коридорами коммуникаций и автомобильными дорогами промышленного и общего пользования. Поэтому для транспортировки техники и оборудования к месту производства работ достаточно обустроить временную автодорогу. В связи с этим при проектировании участка для строительства поисково-оценочной скважины предусматривается одна часть участка под площадку скважины и вторая часть – под временную автодорогу шириной 10 м. Ямало-Ненецкий автономный округ менее освоен и разведан. Перемещение на территории открытых месторождений и лицензионных участков осуществляется воздухом или по зимникам. В связи с этим, образуемый участок будет состоять из трех частей – под площадку скважины, под вертолетную площадку и под временный зимний проезд (автозимник) шириной 10 м. Таким образом, площадь инженерного сооружения в Ямало-Ненецком автономном округе будет больше, а соответственно увеличится и площадь образуемого лесного участка.

Одним из важнейших документов, необходимых при отводе лесных участков для целей геологического изучения недр, является характеристика лесного участка (акт натурного технического обследования). В общем смысле, характеристика лесного участка является «паспортом» - основанием для получения, предоставления и дальнейшей аренды лесного участка. Форма характеристики на территории обоих субъектов относительно схожа, но её согласование имеет свои особенности. На территории Ямало-Ненецкого автономного округа характеристика утверждается Департаментом природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса, а на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры – нет такой необходимости, но это не делает разработку данного документа проще для лицензиаров. Характеристики, разработанные для территории Ямало-Ненецкого автономного округа, нуждаются лишь в трех согласованиях: исполнитель (инженер-таксатор), директор организации, разработавшей характеристику и лицензиар. При согласовании характеристик лесных участков, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, нужно получить пять (!) согласований, прежде чем документ будет иметь силу. К названным трем согласованиям добавляются: директор территориального управления лесничества Департамента природных ресурсов и несырьевого сектора экономики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а так же старший лесничий участка лесничества.

В соответствии с Земельным кодексом Российской Федерации при предоставлении земельного участка для строительства обязательна разработка вариантов его расположения. Для предоставления в аренду лесных участков в границах лесного фонда Ямало-Ненецкого автономного округа, документ, определяющий вариантность местоположения лесного участка, называется «Обоснование выбора вариантов лесного участка». Он содержит следующие сведения: цель использования лесного участка, характеристика природно-

климатических условий района работ, принадлежность участка к категории и целевому назначению лесов, таксационные характеристики лесных насаждений в пределах лесного участка, картографический материал с нанесением вариантов расположения лесного участка. По материалам государственного лесного реестра определяется характер насаждений, устанавливается площадь лесных и нелесных земель. Данный документ так же утверждается директором Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса по Ямало-Ненецкому автономному округу. Утверждению предшествует согласование вариантов расположения лесного участка разработчиком документации, лицензиаром и начальником отдела лесничества. Выбор варианта может производиться натурным способом совместно с представителями указанных организаций.

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры выбор вариантов расположения лесного участка оформляется в виде Проекта лесного участка. И хотя документ имеет другое название, его форма и содержание схожи с вышеприведенными. Однако, для утверждения этого документа, необходимо получить четыре (!) согласования: в Департаменте природных ресурсов и несырьевого сектора экономики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры документ согласовывают три должностных лица – начальник отдела предоставления прав на лесные участки, главный специалист отдела охраны, защиты и воспроизводства лесов, рекультивации лесных участков и начальник территориального отдела лесничества, а также лицензиар участка недр.

При предоставлении лесных участков в аренду на территории обоих субъектов Российской Федерации необходимо получение дополнительных согласований с различными службами. Для Ямало-Ненецкого автономного округа это:

- Заключение службы по охране и использованию объектов культурного наследия;
- Положительное заключение службы ветеринарии;
- В случае проектирования вертолетной площадки – выкопировка из рабочего проекта на обустройство месторождения, подтверждающая необходимость строительства данного инженерного сооружения.

Наличие всех проектных документов и согласований, указанных выше, а так же заявление в установленной форме является основанием для вынесения распоряжения о предоставлении лесного участка в аренду. На основании данного распоряжения в тридцатидневный срок выдается договор аренды лесного участка с указанием учетных записей государственного лесного реестра тех объектов (частей земельных участков), которые были заявлены для предоставления в аренду. Договор аренды согласовывается арендатором лесного участка, и после подписания акта приема-сдачи лесного участка, является основанием для разработки проекта освоения лесов и проекта рекультивации нарушенных земель лесного фонда.

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры перечень дополнительных согласований другой. В первую очередь учитываются интересы коренных малочисленных народов Севера, занимающих обширные территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры для ведения традиционного природопользования. Данные территории внесены в кадастр территорий традиционного природопользования на федеральном и региональном уровнях. Для установления наличия или отсутствия участков традиционного природопользования в границах образуемых лесных участков, необходимо получить заключение управления по вопросам социальной сферы. Если в границы образуемых лесных участков попали территории традиционного природопользования, то заключается Экономическое соглашение между владельцем территории традиционного природопользования и недропользователем, в котором оговариваются условия временного пользования данным лесным участком для целей, не связанных с традиционным природопользованием. В случае подписания Экономического соглашения заинтересованными сторонами, необходимо повторно обратиться за получением положительного заключения управления по вопросам социальной сферы, в котором отражены условия Экономического соглашения.

Документом, необходимым для предоставления лесного участка в аренду для целей недропользования на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры также является разработанный и согласованный проект рекультивации нарушенных земель лесного фонда. Для Ямало-Ненецкого автономного округа разработка и согласование проекта рекультивации предусмотрено договором аренды лесного участка и не требуется для прохождения процедуры его предоставления.

Необходимость получения дополнительных согласований на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры осложняет и, как следствие, удлинит процедуру оформления этих документов, необходимых при предоставлении лесных участков. Если для территории Ямало-Ненецкого автономного округа процесс подготовки и согласования документации, необходимой для предоставления лесного участка в аренду, включая получение договора аренды, занимает в среднем 1,5-3 месяца, то необходимость получения дополнительных согласований удлинит данную процедуру для аналогичных участков в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре до полугода. Для рационального использования земель лесного фонда необходимо разработать единые методические рекомендации, определяющие перечень документов, необходимых для предоставления лесных участков в аренду.

Литература

1. Земельный кодекс Российской Федерации. – М.: ООО «ВИТРЭМ», 2001. – 99 с.
2. Лесной кодекс Российской Федерации. // www.consultant.ru.
3. О государственном кадастре недвижимости : федер. закон от 24 июля 2007 г. №221// www.consultant.ru.

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЛИ В САМОУПРАВЛЕНИЯХ ЛАТВИИ

К.Р. Шелеговска

Научный руководитель профессор. В.З. Баумане

Латвийский сельскохозяйственный университет, г. Елгава, Латвия

Самым важным ресурсом, на котором мы живем и за счет которого мы живем, является земля. Это - основное средство производства в сельском хозяйстве, результат воздействия климата, флоры и фауны, рельефа и деятельности человека [1]. Для сохранения земли, ее эффективного использования, нужно знать, как ее правильно обрабатывать и использовать землю как производственного продукта.

Наиболее эффективно использовать земли как объекты недвижимости, которые рационально организованы, юридически и финансово реализованы, в результате чего они обладают максимальной стоимостью. Определение лучшего вида землепользования широко используется для определения рыночной стоимости недвижимости. «Закон о сельском хозяйстве и о развитие сельской местности» предусматривает, что изменение категории земли сельскохозяйственного использования осуществляется в соответствии с указанным в нормативных актах порядком [2]. Целью закона о землеустройстве является способствование организации недвижимости, а также устойчивому использованию земельных ресурсов, определение видов работ по землеустройству, порядку их осуществления, обязанности и правовые возможности лиц, которые участвует в этих процессах. Вид землепользования - это характеристика использования земли в соответствии с почвенно-растительным покровом, с природными свойствами и с уровнем хозяйственного использования, которые соответствует классификатору видов пользования землями [3].

Общий анализ территории был проведен в 110 самоуправлениях Латвии. Анализ показал, что на 2008 год по отношению к 2005 году, общая площадь самоуправлений уменьшилась на 0,07%, а на 2012 год по отношению к 2008 году, общая площадь самоуправлений сократилась уже на 0,09% (Табл.1). Основной причиной этого является увеличение площади городов.

Таблица 1

Общие площади самоуправлений (2005., 2008. и 2012. год)

Площадь 2005, га	Площадь 2008, га	Изменение площади на 2008, га	Изменение площади на 2008, %	Площадь 2012, га	Изменение площади на 2008, га	Изменение площади на 2008, %
6 337 390.50	6 333 009.50	-4 381.00	-0.07	6 327 606.80	-5 402.70	-0.09

Анализ использования земли показал, что в 2012 году наибольшие территории занимали земли леса (46% от общей площади самоуправлений). Земли сельскохозяйственного назначения составляли 37%, земли кустарников - 3%. Сокращались только площади сельскохозяйственных земель - с 2005 года по 2012 год - на 2%. За тот же срок на 1% выросли площади кустарников (Табл. 2).

Таблица 2

Основная доля площади земель сельскохозяйственного пользования, лесов и кустарников в территориях самоуправлений (2005, 2012 год), %

Показатель	2005. году	2012. году	Изменение площади
Основная доля площади земель сельскохозяйственного пользования	39	37	-2
Основная доля площади земель леса	46	46	0
Основная доля площади земель кустарников	2	3	+1

Анализ изменений площадей видов землепользования показал, что в последние годы практически во всех видах землепользования площади выросли, за исключением пахотных земель, где они сократились на 76 862,80 га. Совершенствование системы мониторинга государственной земельной службы привело к коррективам в определении видов землепользования, которые необходимо учитывать в дальнейших анализах.

Необработанная площадь сельскохозяйственной земли на 2012 год составляет 368 800,92 га. Постепенно зарастая сорняками и кустарником, она ведет к деградации качества земли и сельского ландшафта, что будет негативно влиять на развитие туризма, а также на объемы дополнительных доходов от хозяйственной деятельности.

Мелиорированная земля сельскохозяйственного значения занимает всего 1429 684,79 га. Они являются потенциально лучшими территориями для производства сельскохозяйственной продукции (Табл.3). Среди главных причин образования водно-болотных угодий отметим высокое количество осадков в последние годы, рост площадей неиспользованной земли и плохой уход за дренажными системами, в результате чего они не обеспечивают отвод избыточной влаги. Растет стоимость операций по уходу за сельскохозяйственными землями.

Агроклиматические условия, особенно природное и культивируемое качество угодий, и, следовательно, условия производства различных культур отличается в разных районах страны. Это существенно влияет на выбор специализации хозяйств, размеры хозяйственных структур, и, следовательно, на традиционное развитие эффективности производства сельскохозяйственной продукции.

Для анализа качества землепользования и анализа территориальных различий земельных ресурсов была создана база данных уровня самоуправления Латвии. Информация содержала данные отчетов, мониторинга землепользования, показателей качества природных и сельскохозяйственных угодий и т.п. В анализе были использованы 13 индикаторов, которые сгруппировали в 4 группы факторов, характеризовавших ситуацию на каждой территории самоуправления. Факторная нагрузка указывает на долю влияния каждого фактора. Чем ближе этот показатель к единице, тем выше доля влияния фактора. Факторную нагрузку оценивали с помощью компьютерной программы SPSS [4].

Первый фактор характеризуется шестью показателями. В нем - ресурсы сельскохозяйственной земли. Самая высокая факторная нагрузка принадлежит показателю сельскохозяйственной цели использования земли пахотных земель (0,943), показателю площади вида сельскохозяйственного пользования (0,940), а также показателю оценки земли в баллах (0,932). Минимальное влияние обнаружил показатель «кадастровая стоимость земли сельскохозяйственного пользования» (0,150).

Второй фактор - качество использования земли сельскохозяйственного пользования. Наибольшее влияние проявила «необработанная земля сельскохозяйственного пользования» (факторная нагрузка 0,799), а самая низкая – «заросшие земли сельскохозяйственного пользования» (0,446).

Третий фактор – значение использования земель сельскохозяйственного пользования в сельской экономике. Все результаты по влиянию близки, но все-таки максимальная факторная нагрузка принадлежит показателю «площадь земли сельскохозяйственного пользования» – 0,954, минимальная – фактору «площадь лесов и кустарников» (0,761).

Четвертый фактор - потенциал ресурсов земли для отрасли сельского и лесного хозяйства. Наиболее влияющий показатель сельскохозяйственной цели использования – «земли пахотных земель» с факторной нагрузкой 0,919, а затем следует «мелиорированная площадь земли сельскохозяйственного пользования» (0,847). Минимальное влияние этого фактора дает показатель «площадь кустарников» с факторной нагрузкой 0,710.

По данным анализа факторной нагрузки можно сделать вывод, что наибольшее влияние принадлежит третьему фактору (значение использования земель сельскохозяйственного назначения в сельской экономике) с факторной нагрузкой 0,857, а наименьшее - второму фактору (качество использования земли сельскохозяйственного пользования) с факторной нагрузкой 0,624. Это позволило сделать выводы о том, что большинство самоуправлений находится в группе 20-50 баллов по оценке земли в баллах, в большинстве самоуправлений - низкая кадастровая стоимость земель сельскохозяйственного пользования (62% самоуправлений это составляет от 100 - 300 Ls / га), но относительно низкий уровень безработицы (в 84 самоуправлениях - до 15%). Число населения небольшое (69% от самоуправлений имеет население до 10.000). Проведение факторного анализа с помощью четырех факторов показало, что наибольшее влияние оказывает фактор «значение использования земель сельскохозяйственного пользования в сельской экономике»

Из этого следует, что выполняя работы, связанные с землепользованием, важно учитывать их экономическую сторону для получения максимума прибыли и потребления минимума ресурсов.

Литература

1. Boruks A. Dabas apstākļi un to ietekme uz agrovidi Latvijā. – Rīga, 2004. – 290 lpp.
2. Закон о сельском хозяйстве и развитие села: закон ЛР 2004.
3. Закон о землеустройстве: Закон ЛР 2006.
4. Saaty T. Decision making for leaders : the analytic hierarchy process for decisions in a complex world., 2008. – p. 602.

ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

В.П. Шереметьева, Т.В. Летагина

Научный руководитель профессор О. А. Пасько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном обществе одной из самых злободневных проблем является ухудшение качества окружающей среды в результате неэффективного, экологически опасного и слабо организованного обращения с отходами. Высокий уровень технологических разработок, огромные материальные инвестиции не приводят к существенным изменениям ситуации, поэтому складирование отходов без их переработки остается в России либо основным, либо одним из основных методов. Широко распространены свалки «старого образца», являющиеся неорганизованным источником загрязнения окружающей среды и, судя по прогнозам в ближайшие годы, тема рекультивации отработанных объектов не потеряет своей актуальности.

2 ноября 1996 году министерством строительства РФ была утверждена первая инструкция по проектированию, эксплуатации и рекультивации полигонов для твердых бытовых отходов [2]. Исследуемый нами объект - полигон твердых бытовых отходов (ПТБО) г. Томска был организован в 1964 г. в Томском районе, в 2-х км на запад от с. Новомихайловка. При этом ни соответствующих инженерно-геологических изысканий, ни сооружений инженерной защиты выполнено не было. В 1998 г. истек проектный срок эксплуатации. В 2010 г. ПТБО был официально закрыт, поэтому на повестку дня был выдвинут вопрос рекультивации территории полигона и защиты окружающей среды.



Рис.1. Публичная кадастровая карта [3].

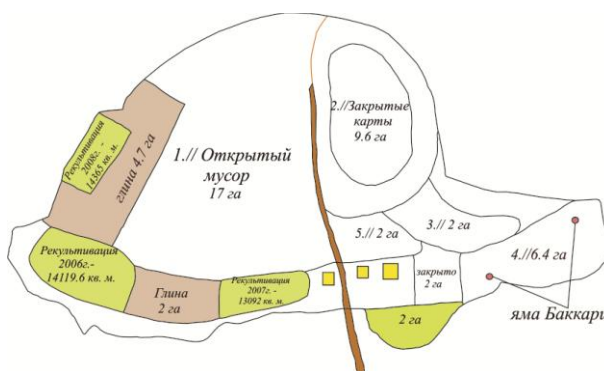


Рис.2. Схема ПТБО, создана вами по данным УМП «Спецавтохозяйство г. Томска» за июнь 2011г.

Данный земельный участок общей площадью 543000 м², принадлежащий категории земель – земли населенных пунктов, имеет официальный адрес: Томская обл., г. Томск в районе с. Новомихайловка (рис.1). Он был постановлен на кадастровый учет 03.08.1994 г. Кадастровая стоимость по оценке на 01.01.2009г. составляет 523131630 руб. Данные о земельном участке с кадастровый номер: 70:21:0100086:6 взяты из публичной кадастровой карты [5].

На занимаемой полигоном площади расположены следующие участки (рис.2):

- 17 га - открытый мусор;
- 9,6 га - закрытые карты;
- 2 га - участок под складирование горящих отходов;
- 2 га и 4,7 га - участки глины;
- 14365 м² - участок механическая рекультивация 2008г.;
- 14119,6 м² -участок механическая рекультивация 2006г.;
- 13092 м² - участок (механическая рекультивация 2007г.;
- 2 га - рекультивированный участок;
- 6,4 га - участок с ямами Беккари.

Основной котлован для складирования отходов имеет среднюю глубину 3 м. На территории полигона имеются специальные сооружения для обезвреживания трупов животных – ямы Беккари. Они представляют собой железобетонную трубу диаметром 1,5 м, заглубленную на закрытой карте полигона, причем верхняя часть трубы выступает над поверхностью на 50 см. Трупы обрабатывают хлорной известью в зимний период 2 раза в месяц, летом – еженедельно. Продолжительность разложения трупов 3-4 месяца. Однако функционирование ям Беккари на полигоне ТБО нарушает требования СП 2.1.7.1038-01. В пункте 2.7. говорится о недопустимости приема трупов павших животных, конфискатов с боен мясокомбинатов на полигоны ТБО [1].

По данным экологического обзора состояния окружающей среды Томской области, проведенного ОГБУ «Облкомприрода», к концу 2008 г. на территории полигона было накоплено более 63 млн. м³ мусора, но еще до ввода в эксплуатацию токсичных отходов (1991 г.) на нее принимали токсичные отходы. Информация об их количестве отсутствует, поэтому достоверно судить об объемах и составе накопленных отходов, невозможно. Нами проанализированы имеющиеся данные о ходе накопления отходов за 44 года и составлен соответствующий график (рис. 3). Из него следует, что в "истории" полигона можно выделить три периода. С 1964 по 1986 гг. - накопление отходов происходило равномерно со скоростью примерно 439,1 тыс. м³ /год. С 1987 по 2000 гг. - происходил значительный рост складированных объемов (порядка 839,7 тыс. м³ /год). Самым интенсивным является завершающий период - 14069 тыс. м³ /год. Согласно классификации полигон можно отнести к высоко нагружаемому (23,3 т/м²) [6]. По неофициальным данным в настоящее время также происходит складирование отходов по временной схеме (вывоз мусора на территорию. Новомихайловского полигона для усадки), на что у обслуживающей организации нет официальных разрешений.

Полигон оказывает следующие виды влияния на окружающую среду: химическое, бактериологическое, тепловое, газовое и радиоактивное. Последний вид загрязнения нельзя сбрасывать со счетов, т.к. полигон до 1992г. принимал и токсичные отходы. Химическое загрязнение связано с поступлением в окружающую среду химических соединений, возможно, токсичных; бактериальное – с поступлением патогенных микроорганизмов с бытовыми отходами; тепловое и газовое – с выделением тепла и газа в процессе химических и биологических процессов, протекающих в теле полигона. Воздействию полигона подвергаются практически все компоненты природной среды: атмосфера, поверхностные и подземные водные объекты, почвы и грунты, животный и растительный мир, это связано с рядом проблем сложившихся по мере эксплуатации данного объекта[7].

Проведенные нами в 2012 г. исследования образцов почв исключили предположение о возможности самоочищения почв, этот процесс не имеет общего характера, что требует решительных действий по рекультивации загрязненных земель [4].

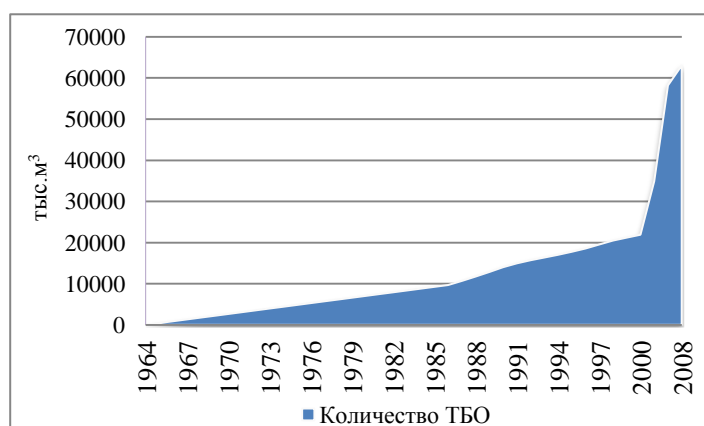


Рис. 3. Динамика накопления отходов на полигоне ТБО у с. Новомихайловка с 1964 по 2008 гг.

В 60-70 гг. было организовано около 10 больших полигонов ТБО, не отвечающим современным санитарно-эпидемиологическим, технологическим и экологическим требованиям, в добавление к тому и по сей день стихийно возникают неорганизованные свалки, что оказывает крайне негативное воздействие на состояние подземных и поверхностных вод, почв, воздуха и биоты. Поэтому вопрос рекультивации и защиты окружающей среды от воздействия полигонов ТБО «старого образца» и неорганизованных свалок стоит очень остро. Предлагаемые нами мероприятия и подходы, возможно, станут ключом в решении этой «головолмки».

Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

территория ПТБО у с. Новомихайловки нуждается в рекультивации;

необходимо создать проект рекультивации основываясь не только на инструкцию 1996г., но и проведя специальные топогеодезические, гидрогеологические и экологические изыскания для оценки реальной ситуации; дальнейшее целевое использование - лесопитомник и питомник декоративных растений для озеленения города Томска.

Литература:

1. Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов, СП 2.1.7.1038-01. [Электронный ресурс] // Условия доступа: www.stroyplan.ru/docs.php?showitem=9069.
2. Инструкция по проектированию, эксплуатации и рекультивации полигонов для твердых бытовых отходов. [Электронный ресурс. ЖКХ]// Условия доступа: http://www.comhoz.ru/pravo/DocumShow_DocumID_80197.html.
3. Публичная кадастровая карта. [Электронный ресурс. Росреестр] // Условия доступа: <http://maps.rosreestr.ru/PortalOnline/?l=15&x=9474885.05833518&y=7666980.691225991&mls=arcgisonline|anno&cls=cadastre>.
4. Летягина Т.В., Шереметьева В.П. Динамика изменения содержания солей тяжелых металлов в почвах полигона твердых бытовых отходов г. Томска// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – С.675-677.
5. Федеральная служба государственной регистрации, кадастра и картографии. [Электронный ресурс. Росреестр] // Условия доступа: <https://rosreestr.ru>
6. Шереметьева В.П., Летягина Т.В. Землеустройство загрязненных земель на примере полигона твердых бытовых отходов в с. Новомихайловка// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. – Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – С.703-705.
7. Шереметьева В.П., Летягина Т.В. Состояние и возможные перспективы рекультивации Томского полигона твердых бытовых отходов// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. – Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – С. 490-492.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ТЕРРИТОРИИ ПО ИНДЕКСНЫМ ЗОНАМ. СОЗДАНИЕ КАРТ ИНДЕКСНЫХ ЗОН

К.С. Янкович

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оценка потенциала территорий различного таксономического уровня в настоящее время представляет собой научно-исследовательскую задачу, имеющую непосредственный выход на хозяйственную практику. Несмотря на это должного внимания проблема анализа потенциала территории пока не получила. В общих чертах классифицируется только структура потенциала, а имеющиеся данные носят разрозненный характер. В России отсутствует единая база сравнения территорий по степени их привлекательности.

При анализе потенциала территории необходимо решить две задачи: первая выявить оценочные индикаторы, значения которых зависят от факторов, характеризующих территорию и их количественной оценки, и вторая определить таксономическую единицу анализа, т.е. выбрать пространственную единицу анализа.

В геомаркетинговых информационных системах во всем мире распространены почтовые индексы (ZIP-коды) [1]. Обычно почтовый индекс присваивается некоторой географической области, которая и служит единицей анализа при оценке потенциала территории. Зоны почтовых индексов позволяет проводить более точный анализ места в пешеходной или транспортной доступности для крупных и мелких объектов ритейла, объектов торговой недвижимости, при оценке территорий в интересующих зонах.

Цель работы – создать карту зон почтовых индексов города Томска для анализа потенциала территории.

В России благодаря деятельности "Центра Пространственных Исследований" г. Санкт-Петербург карты зон индексов доступны более чем для ста городов, для г. Томска такой карты не создано. Использование зон почтовых индексов позволяет CRM-систем компаний проводить анализ распределения покупателей и их характеристик в различных районах города или страны, поскольку иногда единственным идентификатором клиента служит его адрес или индекс. [2]

Для создания карты необходимо следующее: информация о границах почтовых зон г. Томска, топографическая карта города, инструмент для построения карты.

На основе данных анализа открытых источников с применением ПО ArcGIS 9.3.1 сформирована база геоданных (БГД), включающая пространственные данные (базовые и тематические) и автономные таблицы с показателями, характеризующими территорию. Для создания контуров почтовых зон использовалась информация с сайта почты России [3], сведения об инфраструктуре взяты из 2GIS г. Томска.

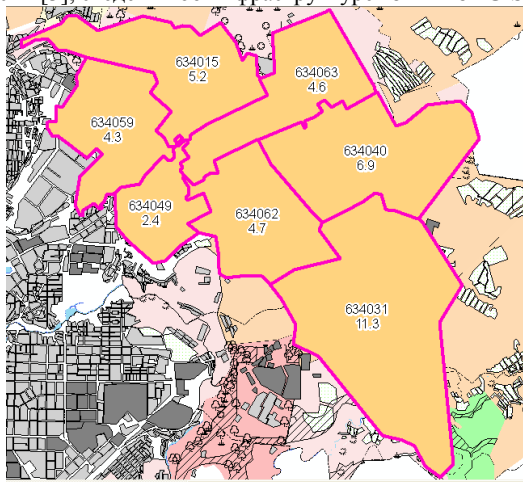


Рис.1. Почтовые зоны и их площадь в кв.км

Для отображения зон почтовых индексов в ArcCatalog был создан класс полигональных объектов, затем в ArcMap зоны оцифрованы, занесена атрибутивная информация, для каждой зоны была определена площадь (рис.1).

Структура атрибутивных и автономных таблиц разработана таким образом, чтобы существовала возможность соединять разные таблицы. Информация об инфраструктуре территории, которая хранится в автономной таблице, была присоединена к пространственной таблице, по полю, значениями которого служат номера почтовых зон. Это позволило отобразить на карте с помощью диаграмм информацию об инфраструктуре каждой зоны.

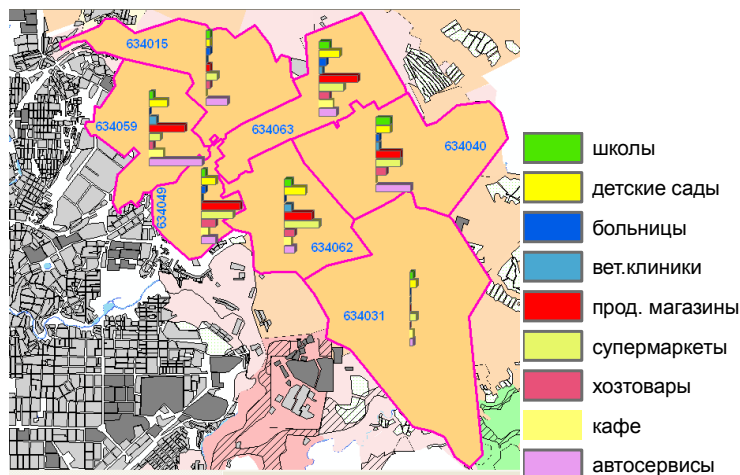


Рис.2. Информация об инфраструктуре

Таким образом, создана карта зон индексов г. Томска, которые служат географической единицей анализа, к которым привязываются все показатели, необходимые для оценки потенциала территории. Результаты, полученные в ходе выполнения работы, могут быть использованы, например, для оптимального размещения объектов социально-культурного назначения, анализа привлекательности территории с точки зрения вложения инвестиций.

Литература

1. <http://provizorii.ru/index.php>
2. <http://www.geointellect.ru>
3. <http://www.ruspostindex.ru/70/1.html>

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

А.Т. Росляк, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ряд месторождений Западной Сибири, в том числе Томской области, находятся на поздней стадии разработки, которые характеризуются сложным строением и значительной долей остаточных запасов. Эффективность извлечения нефти из таких нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки, с точки зрения обеспечения полноты выработки запасов во всех нефтедобывающих странах, считается неудовлетворительной. В подтверждение этому достаточно сказать, что средний коэффициент извлечения нефти (КИН) по данным ряда специалистов на месторождениях мира не превышает 0,4. Это означает, что, если не применять принципиально новые методы улучшения выработки запасов, то около 60 % геологических запасов нефти останутся не извлеченными. Еще в более широком диапазоне, 0,10 – 0,60, изменяются КИН по отдельным разрабатываемым месторождениям Западной Сибири.

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые также называют третичными [1]:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов, попутного нефтяного газа);
- химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное, мицеллярное заводнение и др.);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

В ОАО «Томскнефть» набор применяемых технологий в основном включает физико-химические методы воздействия, которые применяются рассредоточенно. Технологии применяются на малых объектах с несколькими скважинами. Также необходимо отметить, что высокие температуры в пластах (более 70°C) приводят к деструкции полимеров и снижению эффективности воздействия. Это обуславливает ряд особенностей проектирования технологий увеличения нефтеотдачи в регионе. Все это требует расширения применяемых технологий увеличения добычи нефти и, соответственно, более детального подхода к вопросам оценки эффекта и выбора МУН применительно к конкретным геолого-физическим характеристикам коллекторов и условиям разработки.

Результаты сбора статистики по применению третичных технологий увеличения нефтеотдачи в период с 2006г. по 2010 г. в Томской области показали, что на 14 нефтяных месторождениях было произведено несколько сотен обработок, каждая из которых относится к физико-химическому типу воздействия. По оценкам ОАО РН «Уфанипинефть» технологический эффект в 2010г. составил от 0,026 до 2,074 тыс. т/скв. - операцию. С одной стороны данная статистика показывает, что необходим анализ применимости современных эффективных технологий воздействия на данных объектах. С другой стороны даже имеющиеся технологии зачастую разработаны под конкретные условия коллекторов, либо с использованием местных химических реагентов, что делает недоступным их выбор в применяемых программных продуктах, где набор методов ограничен.

В результате анализа основных проблем и опыта проектирования разработки нефтяных месторождений Томской области, которые являются характерными для Западной Сибири [2], выявлен ряд критических параметров, влияющих на текущий и конечный коэффициент нефтеотдачи: геологическая неоднородность пластов, расчлененность, анизотропия, наличие суперколлекторов, искусственная трещиноватость, набухание глинистых материалов. Для большинства месторождений геологический вид неоднородности, в частности проницаемостная неоднородность и, как частный случай, наличие суперколлекторов является критическим параметром, влияющим на основные показатели разработки КИН, коэффициент вытеснения.

Для выбора наиболее эффективных технологий увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-физических характеристик коллекторов и свойств углеводородов за рубежом разработаны программы на базе искусственного интеллекта, например, «SWORD» Petec Software, «EORgui» Petroleum Solutions. Методики и программное обеспечение для аналитического моделирования успешно использовались в многочисленных проектах в таких странах как США, Мексика, Венесуэла, Колумбия, Египет и др. В России программа, предложенная Подымовым Е.Д. с соавторами, также показала свою эффективность при выборе воздействий на месторождениях Татарстана.

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, не охваченные дренированием при

существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи. В связи с изложенным развитие и совершенствование научно-методических аспектов оценки эффективности и выбора современных методов увеличения нефтеотдачи с целью улучшения их применения на месторождениях Западной Сибири является весьма актуальной задачей.

Литература

1. Л.М. Сургучев и др., Международный исследовательский институт в Ставангере. Методы увеличения нефтеотдачи: выбор и оценка эффективности, SPE 134742, 2010.
2. Е.Н. Иванов, А.Т. Росляк Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/ Георесурсы. 2012. – № 6

**ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И МОРФОЛОГИЯ ПОВЕРХНОСТИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ
СКАНИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ**

И.М. Абдрафикова, А.Б. Добрынин, А.И. Рамазанова

Научный руководитель профессор Г.П. Каюкова

*Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань,
Россия*

Асфальтены в большом количестве содержатся в высоковязких нефтях и природных битумах, существенно влияя на процессы их добычи и переработки [1–4]. Поэтому очень важным представляется детальное исследование состава и свойств асфальтенов с применением различных физико-химических методов анализа, одним из которых является сканирующая электронная микроскопия, позволяющая получать данные о микроструктуре поверхности твердых образцов[3].

Цель работы – получение новой информации об особенностях микроструктуры поверхности и химическом составе асфальтенов тяжелых высоковязких нефтей с использованием метода сканирующей электронной микроскопии (SEM).

Таблица 1

Общая характеристика и компонентный состав исследованных объектов

Месторождение, № скв.	Глубина, м	Плотность г/см ³ при 20 °С	S _{общ.} , мас. %	Компонентный состав, мас. %					Химический тип
				УВ	СБ	ССБ	∑ смол	Асф.	
Екатериновское, 6072	315-325	1,0174	4,44	42,0	31,0	16,0	57,0	11,0	Б ¹
Олимпиадовское, 247	128-228	0,9701	3,82	61,7	15,9	15,4	31,3	7,0	А ¹

Таблица 2

Данные элементного состава асфальтенов и их фракций

Объект (асфальтены)	Сод-е мас. %	C	H	N	P	S	O*	Si	Al	Fe	H/Cat
1. Екатериновское месторождение (нефть, тип Б1)											
Исходные	100	73,43	7,41	0	0,96	9,27	5,51	0,87	0,83	1,72	1,21
1а фракция (гептановая)	13,19	80,76	10,06	0,87	0,16	5,79	1,8	0,14	0,14	0,28	1,50
1б фракция (толуольная)	86,36	77,17	8,23	0	0,53	4,36	7,79	0,49	0,47	0,96	1,28
1в фракция (нерастворимая)	0,45	28,48	1,93	0	6,49	2,29	37,59	5,88	5,65	11,7	0,81
2. Олимпиадовское месторождение (нефть, тип А1)											
Исходные	100	75,06	7,60	1,72	1,35	7,47	1,96	1,22	1,19	2,43	1,21
2а фракция (гептановая)	9,70	74,0	9,73	1,53	0,28	7,26	6,21	0,25	0,24	0,50	1,58
2б фракция (толуольная)	87,58	83,46	8,79	0,09	0	5,05	2,61	0	0	0	1,26
2в фракция (нерастворимая)	2,72	21,33	2,19	9,02	7,16	4,05	30,65	6,48	6,23	12,9	0,64

Объектами исследования служили образцы асфальтенов из двух тяжелых нефтей разных химических типов: Екатерининского (тип Б1) и Олимпиадовского (тип А1) месторождений из пермских отложений Татарстана (табл. 1). Нефти отличаются плотностью, содержанием общей серы, компонентным и углеводородным составом. Характерной особенностью состава екатерининской нефти является отсутствие в ней *n*-алканов средних фракций и высокое содержание смол и асфальтенов, в то время как олимпиадовская нефть является парафинистой с более высоким содержанием углеводородной части (масел).

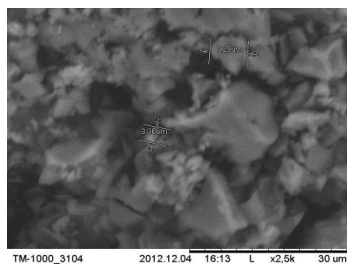
Асфальтены из нефтей получены методом осаждения в 40-кратном количестве петролейного эфира с температурой кипения 40 – 70 °С, из которых далее сольвентной экстракцией были выделены три фракции: гептановая, толуольная и нерастворимая в толуоле (табл. 2).

Анализ морфологии (рисунок) и химического состава образцов асфальтенов и их фракций проводили посредством сканирующей электронной микроскопии на приборе марки Hitachi TM 1000 (ИОФХ им. А.Е. Арбузова).

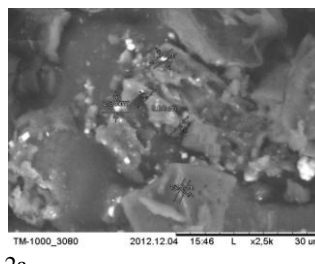
Асфальтены исследованных нефтей отличаются содержанием соответствующих фракций, их элементарным составом и разнообразием морфологических особенностей их поверхности. Так, структура поверхности асфальтенов характеризуется определенной неоднородностью гранулометрического состава и разнообразием форм составляющих их частиц. При этом можно отметить и сходство в морфологии поверхности однотипных фракций.

Асфальтены гептановых фракций (рис. 1а и 2а) характеризуются гладкой матовой поверхностью, что может быть связано с наличием на их поверхности пленки твердых *n*-алканов. Кроме того, среди частиц асфальтенов олимпиадовской нефти наблюдаются беловатые точечные включения, похожие на кристаллообразные образования высокомолекулярных парафинов.

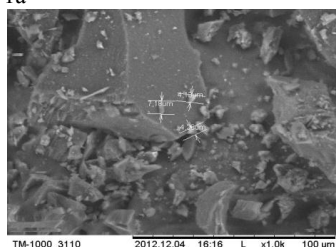
Нами установлено, что в гептановых фракциях асфальтенов исследованных нефтей присутствуют *n*-алканы состава C_{14} - C_{50} с преобладанием в асфальтенах екатерининской нефти твердых *n*-алканов состава C_{31} - C_{50} . Размер частиц асфальтенов в гептановых фракциях достаточно близок и изменяется от 2 до 15 – 20 мкм. Наблюдаются различия между ними по размеру примерно 0,5 – 1 мкм. Различия в составе гептановых фракций подтверждаются различными значениями показателя ароматичности $H/C_{ат}$ (табл. 1), которые для фракции асфальтенов олимпиадовской нефти несколько выше, что обусловлено ее более парафинистым характером.



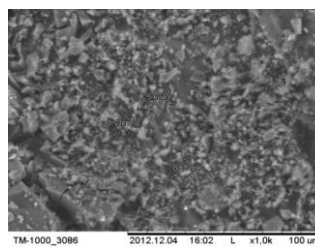
1а



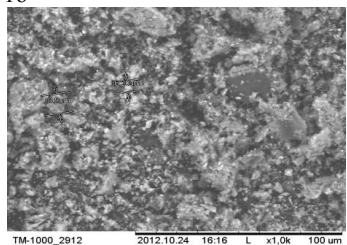
2а



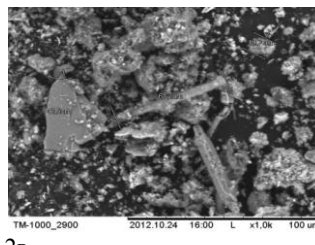
1б



2б



1в



2в

Рис. Структура поверхности асфальтенов и их фракций: 1 – екатерининская нефть; 2 – олимпиадовская нефть. Фракции: а – гептановая, б – толуольная, в – нерастворимая в толуоле при увеличении в 1000 или 2500 раз

Структура поверхности асфальтенов толуольных фракций (рис. 1б и 2б) представлена довольно мелкими и острыми частицами (в среднем, 3 – 7 мкм) – для олимпиадовских асфальтенов, и более крупными (в

среднем 4 – 10 мкм) – для екатериновских асфальтенов. Гранулометрический состав толуольной фракции асфальтенов олимпиадовской нефти более однороден по сравнению с аналогичными асфальтенами екатериновской нефти. Значение показателя $H/C_{ат}$, подтверждает более ароматический характер их структуры, после удаления гептановой фракции. Судя по фотографиям микроструктуры асфальтенов толуольной фракции екатериновской нефти (рис. 1б) и ее нерастворимого остатка (рис. 1в), можно полагать, что твердые n-алканы не удаляются из них полностью, так как сохраняется матовый налет на их поверхности. Нерастворимые фракции характеризуются крайне неоднородной поверхностью и наличием включений неорганических частиц, контрастирующих с этой поверхностью, что подтверждается данными элементного анализа (табл. 2).

Проведенные исследования показали, что асфальтены представляют собой сложные системы, характеризующиеся неоднородностью состава и разнообразием морфологических особенностей поверхности, что дает основание полагать о необходимости более глубоких исследований в этом направлении для определения роли неорганических частиц и n-алканов в процессах флокуляции, агрегации и осаждения асфальтенов в процессах переработки и добычи тяжелого углеводородного сырья.

Литература

1. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И., Морозов В.И., Губайдуллин А.Т. Фракционный состав асфальтенов из природных битумов пермских отложений Татарстана // Вестник КТУ, 2011. – № 3. – С.180 – 186.
2. Durand E., Clemancey – M.: Lancelin J.M. et al. Effect of Chemical Composition on Asphaltenes Aggregation //Energy Fuels, 2010. – № 24. – P. 1051 – 1062.
3. Perez-Hernandez R., Mendoza-Anaya D., Mondragon-Galicia G. et al. Microstructural study of asphaltene precipitated with methylene chloride and n-hexane // Fuel, 2003. – № 82. – P. 977 – 982.
4. Zhao S., Kotlyar L.S., Sparks B. et al. Solid contents, properties and molecular structures of asphaltenes from different oilsands // Fuel – № 80, 2001. – P. 1907 – 1914.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ С УЧЕТОМ ПРИТОКА ПРОДУКЦИИ

П.А. Агафонов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения фильтрационных параметров нефтяных пластов по результатам гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления забойного давления (КВД) на основе метода детерминированных моментов давлений с учетом притока скважинной продукции. Приводятся примеры интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин однородно-пористых нефтяных пластов по коротким недовосстановленным КВД.

Для определения типа и параметров пластовой системы при гидродинамических исследованиях скважин по КВД часто используют метод детерминированных моментов давлений (ДМД), основанный на вычислении интеграла вида [1]:

$$M_k = \int_0^T (P_{пл} - P_3(t)) t^k dt, k = 0, 1, 2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – текущее пластовое давление на контуре питания скважины; $P_3(t)$ – забойное давление скважины, полученное в процессе гидродинамических исследований, T – время, необходимое для восстановления забойного давления до пластового; t – текущее время.

Установлена также связь между детерминированными моментами давления (1) и фильтрационными параметрами залежей. Так, например, для однородно-пористого нефтяного пласта имеют место соотношения [1]

$$\sigma_1 = \frac{4q_0 M_1}{5\pi(M_0)^2}, \quad \chi_1 = \frac{R_k^2 \cdot M_0}{32 \cdot M_1}, \quad (2)$$

где σ_1, χ_1, q_0 – гидропроводность, пьезопроводность нефтяного пласта и дебит скважины перед ее остановкой, R_k – радиус контура питания скважин. Аналогичные зависимости получены и для других типов нефтяных пластов.

В случае коротких недовосстановленных КВД и влияния притока скважинной продукции, для оценки фильтрационных параметров пласта с использованием метода ДМД предлагается использовать приближения [2].

$$\sigma_2 = \frac{4q_0}{5\pi} \left(\frac{M_1 - m_1}{M_0 - m_0} - m_0 \right) \cdot \left(\frac{1}{M_0 - m_0} \right), \quad \chi_2 = \frac{R_k^2}{32} \left(\frac{M_1 - m_1}{M_0 - m_0} - m_0 \right), \quad m_k = \frac{1}{q_0} \int_0^T q(t) t^k dt, k = 0, 1, \quad (3)$$

где σ_2, χ_2 – гидропроводность, пьезопроводность нефтяного пласта с учетом притока продукции, $q(t)$ – дебит притока продукции в скважине после ее остановки. При отсутствии притока $q(t) = m_0 = m_1 = 0$ выражения для гидропроводности и пьезопроводности (2) и (3) совпадают.

Следует отметить, что в настоящее время отсутствуют исследования эффективности оценок параметров нефтяных пластов на основе метода ДМД (3) по сравнению с приближениями (2) на коротких недовосстановленных КВД, где особенно проявляется влияние притока продукции в скважину после ее остановки. В этой связи в данной работе проводится сравнительный анализ оценок (2), (3) по результатам ГДИС на коротких недовосстановленных КВД однородно – пористых нефтяных пластов. Результаты интерпретации ГДИС по КВД скважин № 362 и 335 нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис.1,2 и таблице. На рис. 1,2 приведены значения забойного давления и дебита притока продукции в скважине $P^*(t) - P(t_0), q^*(t)/10$, где $P(t_0)$ - начальное давление в момент остановки скважины, $P^*(t), q^*(t)$ - забойное давление и дебит скважины после ее остановки. Обработка результатов ГДИС представленных в таблице проводилась с использованием зарубежных программных комплексов «PanSystem», Saphir и метода ДМД без учета и с учетом притока продукции в скважине. (1),(2).

Из таблицы видно, что оценки параметров нефтяного пласта, полученные методом ДМД (2), (3) обеспечивают достаточно высокую точность на коротких недовосстановленных КВД. Учет притока продукции в методе ДМД (3) обеспечивает увеличение точности оценок в пределах 1–2 часов после остановки скважины. Далее с увеличением времени исследований точность оценок параметров увеличивается незначительно, что объясняется малыми значениями поправок на приток $m_k, k = 0,1$ по сравнению с оценками детерминированных моментов $M_k \gg m_k, k = 0,1$ (1).

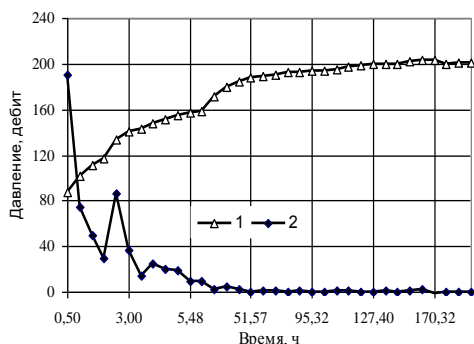


Рис. 1 Значения забойного давления (1) и дебита притока (2) скважины 362

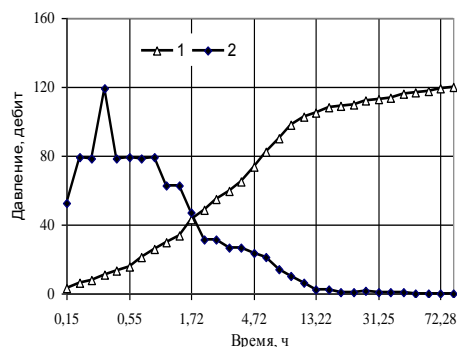


Рис. 2 Значения забойного давления (1) и дебита притока (2) скважины 335

Таблица

Результаты интерпретации скважин № 362 и № 335

Скважины	Методы	Время исследований, ч	Гидропроводность		Пьезопроводность	
			Без учета притока σ_1	С учетом притока σ_2	Без учета притока χ_1	С учетом притока χ_2
362	PanSystem	190	22,1		123,4	
	Saphir	190	22,6		134,5	
	ДМД	1,5	97,4	95,04	111,6	111,3
		3	57,8	57,1	112,3	112,3
		5	48,8	48,3	112,96	113,1
21,6		42,8	41,6	118,81	118,4	
355	PanSystem	98,5	0,40		18	
	Saphir	98,5	0,32		17,4	
	ДМД	0,32	0,46	0,46	27,9	27,9
		0,45	0,40	0,40	28,04	28,05
		1,05	0,40	0,39	28,02	28,3
		11,2	0,45	0,44	29,8	29,6

Литература

1. Булгаков С.А., Ольховская В.А. Повышение информативности гидродинамических исследований нефтяных скважин на основе метода ДМД //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011. – №-1. – С. 54 – 57.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Изд-во «Гилем», 1999. – 462 с.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛОЖНОПОСТРОЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

А.А. Александров

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последнее время коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами стало уделяться большое внимание, и продиктовано это тем, что освоение новых месторождений чаще всего связано именно с таким типом запасов углеводородов. В семидесятых и восьмидесятых годах активно исследовалось геологическое строение пластов Тюменской области, в результате этих изысканий были обнаружены залежи с необычным типом коллектора, названного “баженитом” (объект ЮС₀) [1]. На примере анализа и изучения поведения коллекторов пласта ЮС₀ возможно содержательное прогнозирование работы подобных месторождений с таким типом коллекторов, которые встречаются и в настоящее время. Рассмотрим месторождение С, где объект ЮС₀ разрабатывается с 1974 г. Скважины на этом объекте, работают на безводном режиме в процессе всего периода эксплуатации, по результатам исследований тип коллектора определен как порово-трещинный.

По состоянию на 2011 г. на объекте пробурено 83 скважины из них приток был получен в 68. Всего с объекта отобрано более 3 млн.т. нефти на естественном режиме. По скважинам, давшим приток нефти, дебит варьируется в широком диапазоне: от 1 до 2371 м³/сут. В ходе проведения общего анализа выработки было выявлено, что около 70% всей накопленной добычи нефти приходится на 9 скважин.

По накопленной добыче нефти всю залежь условно можно разделить на две зоны: северную высокопродуктивную (7 скв. – дебит более 100 т/сут, 5 скв. – от 100 до 20 т/сут; 40 скв. – менее 20 т/сут) и южную низкопродуктивную (2 скв. – дебит более 100т/сут, 1 скв. – 100 т/сут, 28 скв. – менее 20 т/сут).

На рис.1 показан участок месторождения из трех высокопродуктивных скважин с начальными дебитами более 100 т/сут, расположенных в северной части объекта ЮС₀. На рис.2 приведена динамика дебитов первых продуктивных разведочных скважин №1Р и №2Р.

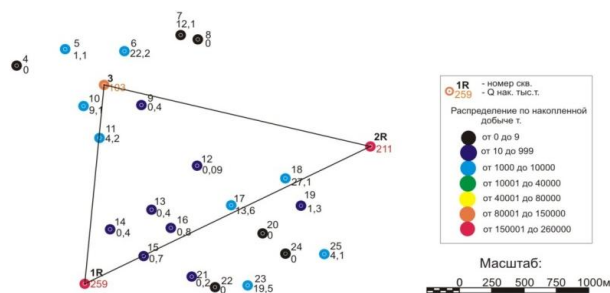


Рис. 1 Район работ с накопленными показателями за историю разработки

В скважине №1Р, пробуренной в 1970 г., при испытании на штуцере 50мм был получен приток нефти дебитом 600 м³/сут, период работы на заданном режиме составил 14 часов. В последующем были использованы штуцера размером 12, 10, 8 мм. Полученный коэффициент продуктивности составил 1,78 м³/(сут*МПа). В 1974 г. скважина была запущена в эксплуатацию, входной дебит составил 230 м³/сут. В дальнейшем в каждом месяце отмечалось постепенное снижение дебита (рис.2).

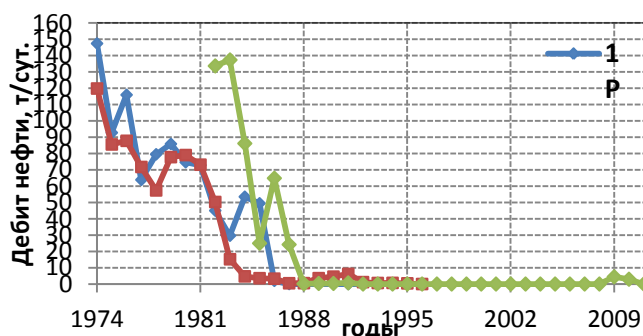


Рис. 2 Динамика дебитов нефти по скважинам 1Р, 2Р, 3

Аналогичная ситуация наблюдается в динамике дебитов скв. № 2Р. Эта скважина пробурена в 1970 г, и испытана на 50 мм штуцере: дебит составил 600 м³/сут, время исследования 6 часов. В последующем были использованы штуцера размером 8, 6, 4 мм. Полученный коэффициент продуктивности составил 3,8 м³/(сут*МПа). Как видно из рис. 2, динамика дебитов по скважинам № 1Р и № 2Р имеет общую тенденцию их изменения в период 1974 – 1983 гг., при этом расстояние между скважинами составляет около 2500 м. Другая

скважина № 3 пробурена и введена в эксплуатацию в 1982 г. При испытании получен дебит 214 м³/сут при диаметре штуцера 16мм. Коэффициент продуктивности составил 6,2 м³/(сут*МПа). По данной скважине наблюдается резкое падение дебита в связи с истощением дренируемой зоны.

Таким образом, высокопродуктивные скважины №№ 1Р, 2Р, введенные в эксплуатацию во время опытно-промышленной разработки с дебитами до 600 т/сут, характеризовались темпом снижения дебитов 10–15 т/год. В целом за 12 лет эксплуатации скважин №№ 1Р, 2Р их добыча составила соответственно 259 и 202 и тыс.т. Скважина №3 была пущена в работу через 9 лет, она имела начальный дебит 205 т/сут. При этом темп снижения дебита был заметно выше (более 20 т/год), а суммарная добыча составила порядка 100 тыс.т, т.е. в два раза меньше по сравнению со скважинами №№ 1Р, 2Р. После бурения 14 скважин на участке между скважинами №№1Р, 2Р выяснилось, что все они являются низкопродуктивными, их дебиты не превышали 20 т/сут., а накопленная добыча нефти составила не более 5 тыс. т на скважину. То же самое касается и 8 скважин в районе скв. № 3.

Исходя из полученного опыта, можно предположить, что основной причиной, влияющей на снижение продуктивности скважин, является падение пластового давления с 45 до 15 – 20 МПа за счет высоких отборов из первых трех скважин. Таким образом, можно утверждать, что рассмотренный фрагмент работы залежи отличается тем, что продуктивные скважины №№1Р, 2Р, 3 определили режим работы всего участка, несмотря на наличие на нем еще 22 скважин. Тот факт, что в скважине №3 отмечалось быстрое падение дебита, свидетельствует о сильном влиянии первых двух скважин на ее работу. В целом же снижение продуктивности с падением давления можно объяснить возможным смыканием трещин, что в свою очередь привело к ухудшению фильтрационных параметров всей системы.

Взаимодействие трех основных скважин свидетельствует о единой гидродинамической связи всех скважин в рассматриваемой зоне. Следовательно, можно оценить область этой зоны и, что очень важно, ее извлекаемые запасы. Для оценки извлекаемых запасов воспользуемся известным уравнением [2]:

$$\Delta V = \pi \cdot r^2 \cdot m \cdot h \cdot \beta \cdot \Delta P \quad (1)$$

где ΔV – объем запасов, м³, m – пористость, д.ед., h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м, β – сжимаемость, Па⁻¹, ΔP – перепад давления, Па, r – радиус зоны влияния, м.

Можно оценить и размеры этой зоны, если принять, что она имеет форму окружности:

$$r = \sqrt{\frac{\Delta V}{\pi \cdot m \cdot h \cdot \beta \cdot \Delta P}} \quad (2)$$

Зная радиус влияния этих трех высокодебитных скважин можно оценить объем дренируемых запасов рассматриваемой зоны. При расчете радиуса влияния работающая эффективная нефтенасыщенная толщина бралась по данным термометрии и составила 7 м. Были рассчитаны прогнозные отборы по этим трем скважинам. Для оценки общего объема запасов в зоне дренирования с учетом не вовлеченных в разработку была принята общая эффективная нефтенасыщенная толщина участка – 30 м. Согласно выполненным расчетам текущий отбор от НИЗ по участку составляет лишь 24,5 %.

В таблице приведены результаты расчета по каждой скважине и по участку в целом.

Таблица

Результаты расчета зоны влияния и объема дренируемых запасов

№ скв.	Накопленные отборы, тыс.м ³	ΔP , атм.	Радиус зоны влияния, м	Объем запасов, тыс.м ³
1Р	304,9	255,0	1638	1306,8
2Р	248,4	302,7	1358	1066,3
3	121,6	320,0	923	521,3
В целом	674,9	284,2	2985	2753,8

Таким образом, в данной статье предлагается подход для оценки потенциальных извлекаемых запасов баженовской свиты и размеров зоны влияния по данным промысловой информации. Согласно выполненным расчетам объем не вовлеченных в разработку запасов велик, поэтому необходимо применять методы, позволяющие стимулировать выработку остаточных запасов. Формирование системы поддержания пластового давления (ППД) может частично решить эту проблему, однако накоплен большой отрицательный опыт применения закачки воды в коллекторах баженовской свиты. В связи с этим необходимо рассматривать альтернативные методы ППД, такие как закачка попутного газа или СО₂, опираясь на зарубежный опыт разработки [3].

Литература

1. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Эрвье Ю.Г., Юдин А.Г., Итоги поисково-разведочных работ на нефть газ и конденсат в Тюменской области за 1971 – 1972 гг. и задачи на 1973, 1975. – С. 7 – 9.
2. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 147с.
3. Соломатин А.Г., Некоторые проекты по увеличению нефтеотдачи и добычи из сланцев и битуминозных песчаников в США и Канаде // Нефтепромысловое дело, 1981. – №17. – С. 1 – 4.

**СКИН-ЭФФЕКТ И ЭФФЕКТ ОЧИСТКИ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
В СКВАЖИНЕ**

К.С. Алексеева, В.С. Котовский

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Как известно, при бурении скважин происходит загрязнение пласта. Степень повреждения пласта оценивается показателем скин-эффекта. Чаще всего со скин-эффектом приходится бороться, т.е. выполнять работы по его устранению. Но возможны случаи и естественной очистки пласта.

По результатам исследования скважин с записью кривой восстановления давления (КВД) определяется скин-эффект. Иногда по результатам замеров в разное время выявляется, что его величина изменяется. Иногда, когда скважина начинает лучше работать с увеличением производительности, то это обычно связывают с эффектом поддержания пластового давления. На самом деле происходит самоочистка призабойной зоны пласта, снижается скин-эффект. Следовательно, причины изменения дебита имеют другой характер, поэтому модель расчета должна быть изменена. Задача состоит в том, чтобы спрогнозировать изменение скин-эффекта

В результате изучения большого количества промысловых материалов на примерах испытаний скважин в процессе бурения, особенно по результатам многоцикловых испытаний, выяснилось, что скин-эффект изменяется во времени. На рис. 1 показана диаграмма давления, записанная при испытании скважины №7 N-го месторождения, и из этого графика видно, что дебит жидкости изменялся в 3-х циклах исследований. Из графиков в полулогарифмических координатах обработки КВД видно, что первая КВД имеет участок с большим отклонением, чем вторая и третья кривые КВД.

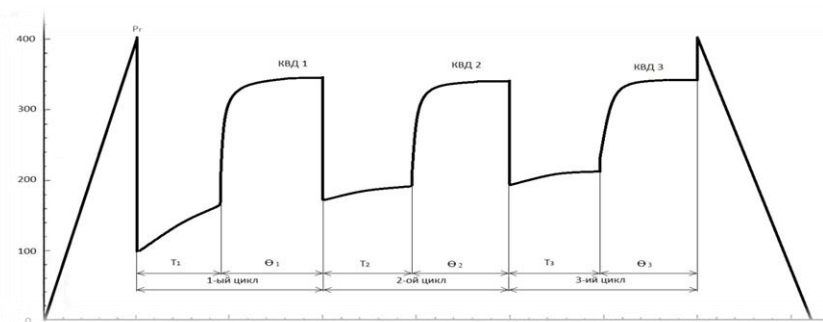


Рис.1 Диаграмма давления

В работе предложено, принять модель скин-эффекта, исходя из условия, получения решения аналитическим способом для определения скин-эффекта. А именно принимаем скин-эффект в виде простой гиперболической функции:

$$s = [a/(b + t)] + c, \tag{1}$$

где “с” – это постоянная для асимптотического значения скин-фактора.

Проверка показывает, что изменение скин-эффекта может быть описано формулой:

$$s = \frac{14,776}{(t-2,57)} + 0,019 \tag{2}$$

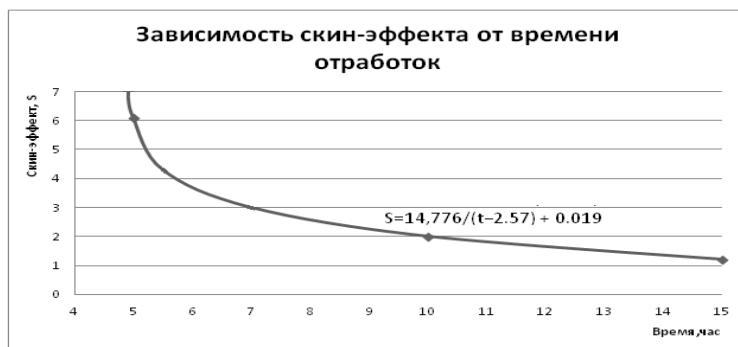


Рис.2 Зависимость скин-эффекта от времени отработки

Предложена методика определения возможности самоочистки пласта по данным проведения многоцикловых испытаний. Выполнен анализ результатов практических замеров, по которым можно определить скин-эффект путем сравнения его с расчетами по формуле 1, результаты расчетов и замеров совпадают.

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ – ПУТЬ К ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ)

А.Н. Ахметов, А.Н. Делев, Б.Р. Шарипов

Научный руководитель доцент Р.З. Мухаметшин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В пределах Мелекесской впадины открыто около полусотни многоэтажных и многообъектных месторождений высоковязкой нефти. Для месторождений со сложной физико-геологической характеристикой детализация строения объектов эксплуатации является главнейшим фактором эффективности принимаемых проектных решений [4]. Для месторождений рассматриваемого тектонического элемента базисный объект разработки – пласты терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) – представлен породами-коллекторами, сформировавшимися в прибрежно-морских условиях (нормальный тип разреза) и в долинах палеорек (эрозионный тип). Сложное сочетание их в разрезе затрудняет корреляцию пластов. Насыщенные вязкой (60 – 270 мПа*с) нефтью пласты, представленные алевропесчаниками, характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Пласты группы ВВ₁ (сверху вниз ВВ₁³, ВВ₁², ВВ₁¹; индексация предложена И.С.Гутманом), образовавшиеся в нормальных условиях прибрежной полосы моря, имеют небольшую толщину (как правило 1 – 3 м), пористость 17 – 22 % и газопроницаемость 0,1 – 0,4 мкм². Для песчаников зоны ВВ₀ (руслово-фаци) пористость 23 – 28 % и выше, а проницаемость достигает 1,2 – 2,0 мкм², т.е. выше таковой по пластам ВВ₁ в 3 – 10 раз [1]. Различие в ФЕС рассматриваемых групп пластов обуславливает различный подход к выработке запасов пластов зоны ВВ₁ и ВВ₀.

Существенно и то, что высокопроницаемые пласты ВВ₀ имеют обширные водонефтяные зоны во врезках, а залежи – водонапорный режим [3]. Поэтому в верхних маломощных пластах терригенной толщи, часто имеющих и литологическое замещение, пластовое давление по мере выработки запасов нефти падает, что обуславливает необходимость применения искусственного заводнения, тогда как опыт освоения ряда месторождений показывает [1, 3], что выработка запасов нефти в «эрозионных» пластах достаточно эффективно осуществляется на природном режиме.

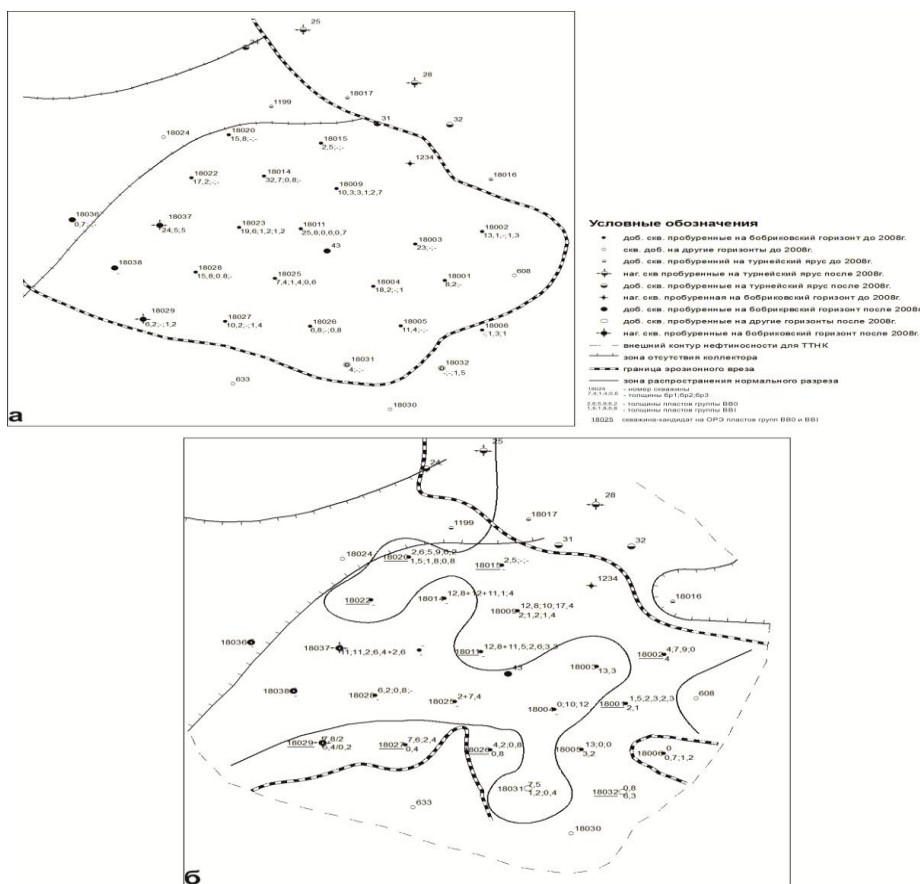


Рис. 1 Система разработки пластов ТТНК: а) принятая в технологической схеме разработки (при расчленении объекта на три пласта, 2008 г.); б) рекомендуемая с учетом детализации геологического строения (выделение двух объектов разработки с использованием ОРЭ)

Таким образом, детализация строения ТТНК позволяет оптимизировать систему разработки многих месторождений рассматриваемого региона. Это наглядно продемонстрировано на примере двух месторождений. Ранее здесь выполнен подсчет запасов на основе трехпластовой модели ТТНК, на основе которой составлены технологические схемы разработки.

На обоих месторождениях ранее запроектировано разбуривание пластов ТТНК по треугольной сетке скважин плотностью 9 га/скв. (как это и рекомендовано в регламенте для залежей высоковязкой нефти) с созданием отдельных очагов заводнения. В результате проведенной нами детальной корреляции пластов ТТНК уточнены (с учетом данных бурения новых скважин) границы эрозионных зон, а внутри последних часть пластов, отнесенные ранее к группе ВВ₁ (нормальный разрез), выделена как группа ВВ₀ (эрозионная, или врезовая, часть разреза) по методике, изложенной в работе [2].

Это дало возможность обосновать предложения по внесению коррективов в существующие проектные документы на разработку. Изменения касаются следующих запроектированных положений:

Единый ранее объект ТТНК (пласты радаевско-бобриковских отложений) рассматривается как два объекта, один из которых (нижний) разрабатывается на естественном режиме. Очаги заводнения для поддержания пластового давления создаются только на пластах группы ВВ₁. Ввиду различия во многих вскрытых бурением разрезах ФЕС нормальных и врезовых пластов в такие эксплуатационные скважины спускается оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации согласно условиям, изложенным в работе [5].

Предполагается, что часть запасов нефти в подстилающих ТТНК карбонатных коллекторах турнейского яруса будет вырабатываться скважинами, эксплуатирующими пласты группы ВВ₀ [1]. Пример трансформации системы разработки одной из относительно крупных залежей нефти комбинированного типа показан на рис. 1.

Оптимизация системы разработки с учетом особенностей строения ТТНК Мелекесской впадины позволит практически при принятых эксплуатационных затратах повысить величину конечной нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти и (что необходимо особо отметить) при этом сократятся сроки выработки запасов нефти.

Литература

1. Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. – М.: Геоинформмарк, 2006. – 80 с.
2. Мухаметшин Р.З., Булыгина Н.Ф., Горюнова С.М. Корреляция продуктивных пластов терригенной толщи нижнего карбона в зонах эрозионных врезов // Тр.ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1985. – Вып. 56. – С. 79 – 86.
3. Мухаметшин Р.З., Гилязов Ш.Я. Опыт эффективной разработки рукавообразных залежей высоковязкой нефти // Новейшие методы увеличения пластов – теория и практика их применения: Тр. науч.-практич. конфер. / VIII междунар. специализир. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия-2001». – Казань: Арт-дизайн, 2002. – Т.1. – С. 312 – 317.
4. Халимов Э.М., Иванова М.М. Детальная корреляция продуктивных пластов и ее значение при разработке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология и геофизика, 1980. – №1. – С. 3 – 6.
5. Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Абдулмазитов и др. Геолого-промысловое обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов // Нефтяное хозяйство, 2008. – №7. – С. 46 – 47.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ЕЕ УСТОЙЧИВОСТЬ

А.Э. Багнюков, А.И. Крайнов

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева, доцент Л.В. Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На каждом нефтяном месторождении наступает период, когда в продукции скважины появляется вода сначала в малых, а затем все в больших количествах. Примерно две трети всей нефти добывается в обводненном состоянии и представляет собой эмульсию [1]. Обводненность добываемой нефти в значительной степени влияет на затраты по ее извлечению, сбору, подготовке и транспорту. Такие затраты могут достигать 50 % и более от общей себестоимости нефти.

В рамках данной работы проведено исследование влияния условий получения эмульсии на ее устойчивость. Эти данные необходимы для подбора оптимальных условий разработки месторождения и совершенствования технологии промыслового сбора, подготовки и транспорта нефти, в частности, для подбора оптимальных режимов технологических процессов обезвоживания нефти при ее промысловой подготовке. Суть эксперимента состояла в получении модельных водонефтяных эмульсий при различном времени перемешивания, различной скорости вращения ротора мешалки перемешивающего устройства ПЭ-8000, проведении наблюдений образовавшихся эмульсий под микроскопом Olympus (модель СХ41), и измерении объема выделившейся воды из эмульсий при гравитационном отстаивании во времени.

Для исследований были использованы нефти Мамонтовского и Курумбинского месторождений, физико-химические свойства которых приведены в таблице 1. Плотности исследованных нефтей и воды были определены на измерителе плотности жидкостей вибрационном «ВИП-2М». Определение содержание воды в скважинном продукте производилось по ГОСТ 2477-65 «Метод определения содержания воды».

Таблица 2

Химический состав нефтей

Месторождение	Сера, %	Парафины, %	Смоли, %	Асфальтены, %
Куюмбинское	0,11 – 0,12	1,3 – 2,75	1,84 – 4,5	
Мамонтовское	1,2 – 15	2,9 – 3,8	7,6 – 9,1	2,2 – 3,1

Исходя из разности плотностей воды и нефти, можно судить об интенсивности разрушения эмульсии. Так, по данному показателю, эмульсии разделяют на трудно расслаиваемые ($\Delta\rho=0,200 - 0,250 \text{ г/см}^3$), расслаиваемые ($\Delta\rho=0,250 - 0,300 \text{ г/см}^3$) и легко расслаиваемые ($\Delta\rho=0,300 - 0,350 \text{ г/см}^3$). По расчетам разности плотностей дистиллированной воды ($\rho_d = 0,9982 \text{ г/см}^3$) и Мамонтовской нефти $\Delta\rho = 0,1289 \text{ г/см}^3$; для Куюмбинской нефти $\Delta\rho = 0,1565 \text{ г/см}^3$ [1]. Таким образом, нефти обоих месторождений относятся к трудно расслаиваемым.

Таблица 3

Физические свойства нефтей

Месторождение	Плотность нефти, г/см ³	Разность плотностей воды и нефти, г/см ³	Массовая доля воды по методу Дина–Старка, %
Куюмбинское	0,8414	0,1565	0
Мамонтовское	0,8691	0,1289	3,14

На рис.1 приведены микрофотографии образцов нефтей при десятикратном увеличении. В образце Куюмбинской нефти наблюдается наличие твердых частиц, в образце Мамонтовской нефти кроме твердых частиц присутствуют капли воды.



Рис.1. Микрофотографии образцов нефтей: а) Куюмбинской; б) Мамонтовской

Для определения влияния условий образования эмульсии на ее устойчивость была приготовлена модельная водонефтяная эмульсия из нефти и дистиллированной воды в соотношении 70:30 [2]. Приготовление водонефтяной эмульсии осуществляли на перемешивающем устройстве ПЭ-8000.

При разных скоростях вращения ротора перемешивающего устройства (1200, 1600 об/мин) и разном времени перемешивания (1, 5, 10 мин), были приготовлены по пять образцов водонефтяных эмульсий каждой нефти. Полученные объекты были перелиты в мерные цилиндры объемом 50 см³. Для качественной оценки дисперсности эмульсий, были проведены наблюдения каждой пробы под микроскопом, полученной после перемешивания после ее пятиминутной стабилизации (рис. 3, 5).

Таблица 4

Динамика выделения воды из водонефтяной эмульсий

Месторождение	Кол-во оборотов мешалки, об/мин	Время перемешивания, мин	Объем выделившейся воды, см ³ , за время, мин				Количество выделившейся воды, % об, за время, мин			
			20	40	60	Сутки	20	40	60	Сутки
Куюмбинское	1200	5	0	0	12	14	0	0	24	28
		10	5	7	14	15	10	14	28	30
	1600	1	0	1	5	14,5	0	2	10	29
		5	1	1	3	13	2	2	6	26
Мамонтовское	1200	5	11	13	15	-	22	26	30	-
		10	8	15	15	-	16	30	30	-
	1600	1	3	10	13	-	6	20	26	-
		5	3	5	5	-	6	10	10	-
		10	0	2	2	-	0	4	4	-

Количество выделившейся воды на дне цилиндров (см³) для каждой пробы было определено через 20, 40, 60 мин, затем через сутки (для Куюмбинской нефти).

Объемные доли воды в процентах для каждой пробы водонефтяной эмульсии были вычислены по формуле:

$$X = V \cdot 100 / V_0,$$

где V – объем выделившейся воды, см^3 ; V_0 – объем пробы водонефтяной эмульсии, 50 см^3 .

Полученные значения отделившейся воды в см^3 из эмульсий и количество выделившейся воды, % об., за время, мин представлены в табл. 3.

По полученным результатам построены графики динамики выделения воды из водонефтяных эмульсий, полученных при разном числе оборотов мешалки и времени перемешивания для каждой нефти (рис. 2, 4).

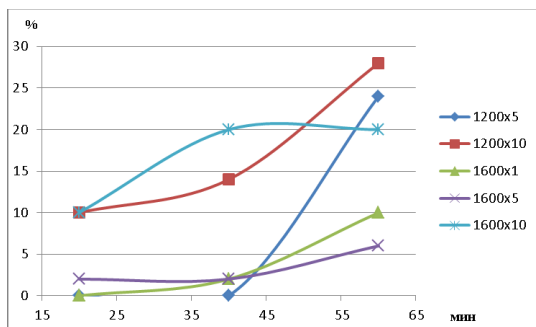
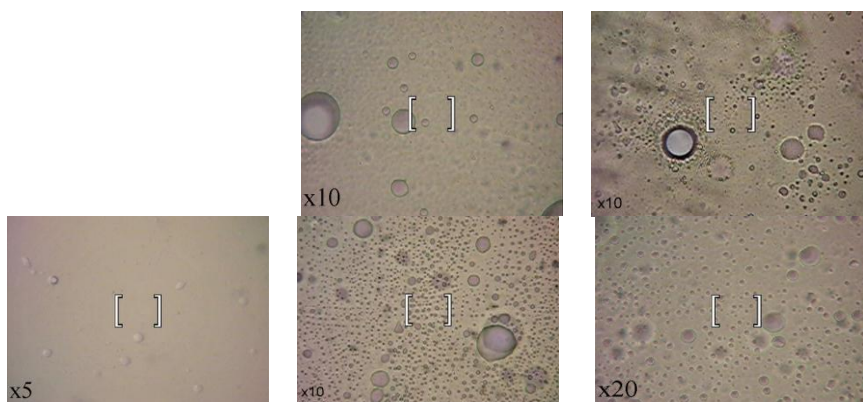


Рис.2 Динамика отделения воды при заданных скоростях и времени перемешивания Куюмбинской нефти



а) Скорость перемешивания 1200 об/мин. Время 5/10 мин соответственно

б) Скорость перемешивания 1600 об/мин. Время 1/5/10 мин соответственно

Рис.3 Микрофотографии структуры капель воды в эмульсиях Куюмбинской нефти

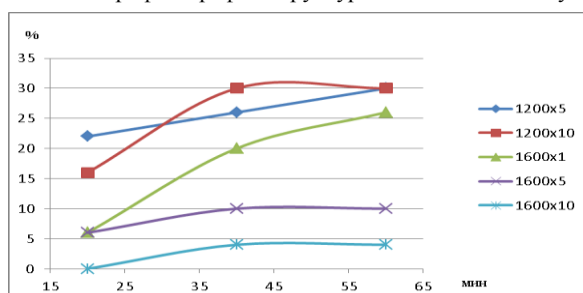
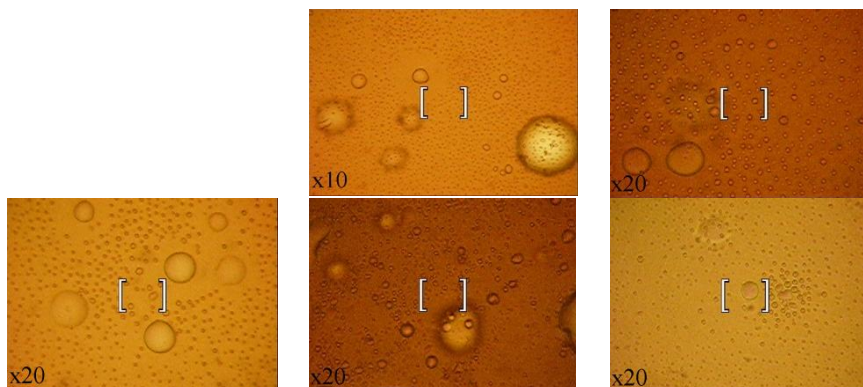


Рис.4 Динамика отделения воды при заданных скоростях и времени перемешивания Мамонтовской нефти



а) Скорость перемешивания 1200 об/мин. Время 5/10 мин соответственно

б) Скорость перемешивания 1600 об/мин. Время 1/5/10 мин соответственно

Рис.5 Микрофотографии структуры капель воды в эмульсиях Мамонтовской нефти

Анализ полученных данных показывает, что для Куюмбинской нефти максимальное количество выделившейся воды происходит при 1200 об/мин мешалки ротора, составляет 28 % об. для времени наблюдения 60 мин и 30 % об. через сутки после начала наблюдений. Устойчивые нефтяные эмульсии образуются при 1600 оборотов мешалки, однако, для времени перемешивания 10 мин отделение воды в количестве 10 % об. наступает уже через 20 мин после начала наблюдений. При 1600 об/мин мешалки, для времени перемешивания 1, 5 мин, отделение воды в количестве 2 % об. для двух проб наступает через 40 мин, а при времени наблюдения 60 мин, составляет соответственно 10 % об., 6 % об. Через сутки количество выделившейся воды во всех образцах увеличивается почти до 30 % об.

Для мамонтовской нефти максимальное количество выделившейся воды образуется при 1200 об/мин мешалки ротора со временем перемешивания 5,10 мин, и составляет 30 % об. через час. При 1600 об/мин мешалки и для времен перемешивания 5, 10 мин, количество выделившейся воды составляет 10 % об. и 4 % об. для времени наблюдения 40 мин. Это же количество остается стабильным и для времени наблюдения 60 мин.

На микрофотографиях, выполненных на тех же образцах проб после перемешивания, наблюдается увеличение дисперсности при увеличении времени перемешивания, распределение размеров капель в эмульсии становится полимодальным.

В результате данной работы исследованы модельные водонефтяные эмульсии с различными условиями получения из нефтей двух месторождений. По экспериментальным данным определена динамика выделения воды, % об. при ее гравитационном отстаивании во времени. Представлены микрофотографии образцов. Самыми неустойчивыми оказались эмульсии Куюмбинской и Мамонтовской нефтей, полученные при 1200 об/мин мешалки ротора со временем перемешивания 10 мин.

Литература

1. Осложнения в нефтедобыче / Под ред. Н.Г.Ибрагимова, Е.И.Ишемгузина. –Уфа: ООО «Издательство неучно-технической литературы "Монография"», 2003. – 302 с.
2. Сафиева Р.З., Магадова Л.А., Климова Л.З., Борисова О.А. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем: Практическое руководство под редакцией проф. д.х.н. Кошелева В.Н. – М.: Изд. РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2000. – 49 с.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ

А.А. Барышников

Научный руководитель профессор А.В.Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

Данная статья посвящена проблеме вытеснения нефти водой с использованием сопутствующего агента. Известно, что в среде, состоящей из микрокапилляров, поршневого вытеснения не происходит из-за крайне неравномерного фронта вытеснения. В связи с этим требуется использование дополнительных вытесняющих агентов, которыми в той или иной мере можно управлять дистанционно посредством скважин. В качестве такого вытесняющего агента предлагается использовать магнитную жидкость, которая будет являться транслятором электромагнитного воздействия в градиент давления. Ферромагнитная жидкость (ФМЖ) – (магнитная жидкость, феррофлюид) (от латинского ferrum – железо) – жидкость, сильно поляризуемая в присутствии магнитного поля. Основная идея и метод воздействия на процесс вытеснения заключается в следующем: подается напряжение на пару или более скважин, которое формирует электромагнитное поле[1]. По мере поступления магнитной жидкости в пласт внешнее электромагнитное поле формирует дополнительные силы, действующие на частицы магнитной жидкости в соответствии с распределением напряженности как показано на рис. 1.

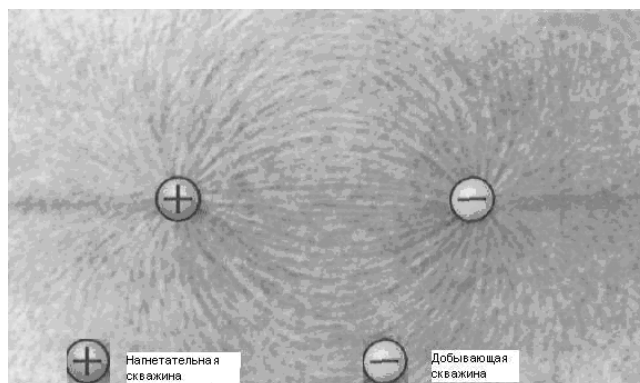


Рис. 1 Движение магнитной жидкости по линиям напряженности электрического поля от нагнетательной скважины к добывающей

Таким образом, движение нефти и вытесняющего агента происходит быстрее, т.е. с большими градиентами давления по линиям напряженности электромагнитного поля.

Очевидно, посредством формирования распределения электромагнитной напряженности различного рода вследствие интерференции некоторой совокупности скважин – источников электрического потенциала, появляется возможность управления фильтрационными потоками, как показано на рис. 2.

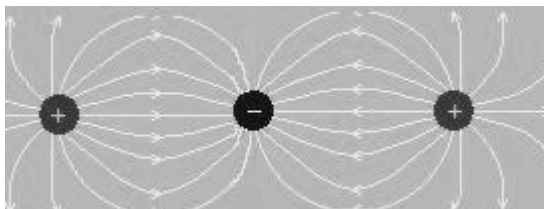


Рис. 2 Силовые линии трех заряженных частиц

Для эффективного использования такого метода вытеснения одной из проблем является дизайн магнитной жидкости, которая является дополнительным к воде вытесняющим агентом. Под дизайном здесь подразумевается подбор физических свойств и соответствующего им химического состава [2].

Магнитная жидкость должна обладать следующими свойствами:

- состоять из частиц нанометровых размеров (10 нм и менее);
- магнитными свойствами;
- низкой вязкостью;
- частицы не должны слипаться, так как при этом будет происходить коагуляция порового пространства;

Таких свойств можно достичь за счет создания раствора на основе ПАВ (поверхностно-активных веществ). Для создания такого раствора и магнитной жидкости на его основе использовались следующие материалы:

- трехвалентная соль железа;
- двухвалентная соль железа;
- аммиачная вода;
- дистиллированная вода;
- ПАВ.

С целью исследования характеристик движения магнитной жидкости за счет электромагнитного поля были проведены простые лабораторные опыты. Результаты опытов свидетельствуют о том, что возможно добиться увеличения скорости движения частиц магнитной жидкости особенно вблизи источника магнитного или электромагнитного поля [3].

При увеличении расстояния от частиц ФМЖ до источника электромагнитного поля напряженность резко снижается. Это является основной причиной снижения эффективности данного метода.

С целью расширения спектра воздействия в дальнейшем планируется проведение экспериментов по воздействию высокочастотного электромагнитного поля источниками высоких напряжений (до 50 кВ).

Литература

1. Кицис С.И., Белоусов П.Л., Ульянов М.В. Перспективы применения метода электровоздействия на продуктивный нефтегазосодержащий пласт для интенсификации притоков нефти к скважинам. 1988г. // Проблемы освоения энергетических ресурсов Западно-Сибирского нефтяного комплекса: ТГУ ТИИ им. Ленинского Комсомола, 1988г. – С. 100 – 104.
2. Годунина Н.Б. Использование данных магнитного моделирования в расчетах фронта вытеснения нефти водой // Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки: Тезисы доклада на Всесоюзной научно-технической конференции. – Тюмень, 1985. – С. 32 – 33.
3. Ярославов Б.Р., Годунина Н.Б. Сопоставление основных характеристик полей различной физической природы // В сб. Вопросы разработки нефтяных месторождений. / Под. Ред. Ю.П. Желтова. – Тюмень: Из-во ТГУ, 1982. – С. 30 – 36.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ (НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

П.А. Бесчасова

Научный руководитель доцент Е.А. Гладков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приведены результаты моделирования полимерного заводнения, которые показали перспективность применения сшитых полимерных систем для выравнивания профиля приемистости терригенных неоднородных заводненных пластов.

Необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на данном месторождении обуславливается тенденцией разработки месторождения с применением системы поддержания пластового

давления. Разработка нефтяных месторождений методом заводнения пластов в большинстве случаев сопровождается преждевременным прорывом закачиваемой воды в добывающие скважины. Это объясняется сложностью строения нефтесодержащих пород, включая неоднородность фильтрационных характеристик по разрезу и по площади простирания. Полимерное заводнение можно считать достаточно отработанной технологией. До сих пор она остается важнейшим физико-химическим МУН для разработки залежей в терригенных коллекторах. В настоящее время проводятся промышленные испытания новых технологий, использующих коллоидно-дисперсные гели (CDGs) и нанотехнологии BrightWater, направленные на повышение степени охвата пласта при продолжительном заводнении, особенно в пластах, характеризующихся большой неоднородностью по проницаемости и наличием зон повышенной проницаемости, что характерно для месторождений Томской области [1].

Основными полимерами, применяемыми в технологиях повышения нефтеотдачи, являются различные полиакриламиды (ПАА), что объясняется их высокими реологическими характеристиками. Технологии увеличения охвата пластов воздействием и повышения нефтеотдачи пластов с применением ПАА можно разделить на три основные группы:

1. Закачка разбавленных растворов ПАА;
2. Применение сшитых полимерных составов (СПС) и вязкоупругих составов (ВУС);
3. Закачка растворов, содержащих дисперсию набухающих гель-частиц, химически и радиационно сшитых полимеров.

На исследуемом месторождении к 2012 году было проведено 60 скв/операций, дополнительно добыто 112,1 тыс.т нефти. За счет снижения обводненности продукции объем попутно добываемой воды был сокращен на 2840,6 тыс.т. Обработки проводились начиная с 2007 года. В период 2007 – 2009 г. – МСПС, 2010 – МПДС, 2011 – ПГКС. Однако ПАА является нестабильным химическим соединением и подвержен в пластовых условиях механической, химической, термической и микробиологической деструкции. В присутствии минерализованных вод реологические свойства растворов ПАА ухудшаются, особенно в присутствии таких компонентов, как кислород, ионы железа и сероводород. Для описания поведения полимера в пластовых условиях была использована опытная модель. Целью данной модели была реализация более точной адаптации в программном продукте Eclipse при помощи модуля полимерного заводнения (ключевое слово Polymer). Ранее адаптация моделей с полимерным заводнением реализовывалась при помощи изменения проводимости ячеек в районе нагнетательных скважин.

Для расчета был выбран сектор в районе 75 нагнетательной скважины, обработки на которой проводились в период с 2007 по 2010 год, для контроля рассматривались пять добывающих скважин 67, 69, 77, 10P, 85, 92_1 иллюстрация приведена на рис.1.



Рис.1 Сектор для моделирования полимерного заводнения

Данный сектор был вырезан из модели, построенной для проектного документа исследуемого месторождения при помощи tNavigator, с учетом перетоков из соседних ячеек.

Данные для модели главным образом указывались в разделах RUNSPEC – POLYMER; PROPS – PLYADS, PLYMAX, PLYROCK, PLYVISC; SCHEDULE – WPOLYMER.

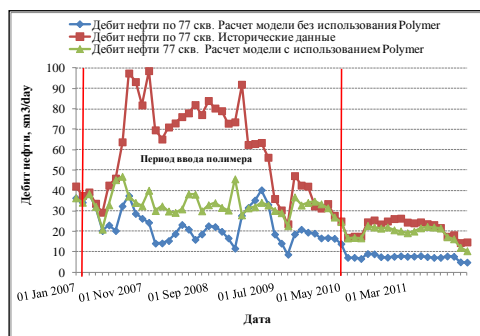


Рис.2 Сравнение дебитов нефти с использованием Polymer и без с дебитом по истории в скважине 77

На рис. 3 представлен график, где проведено сравнение среднегодового дебита по годам. Следует отметить, что в модели был использован один тип полимера, а на практике использовались четыре, таким образом ошибка полученная в расчетах может быть этим объяснена. Логичный вывод из вышесказанного – использование даже одного вида полимера улучшает расчет по сравнению с моделью без полимера, но требует более детального изучения.

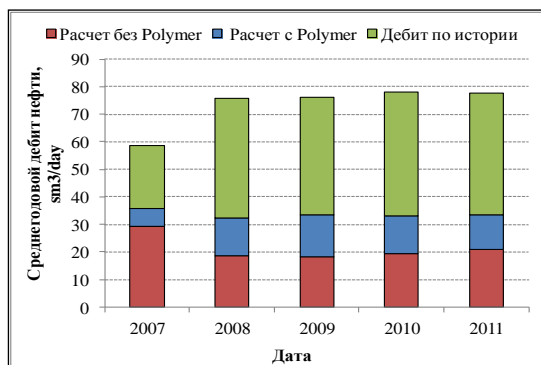


Рис. 3 Сравнение среднегодового дебита с использованием Polymer и без с дебитом по истории

Выводы: в результате расчета данной модели можно сказать, что использование ключевого слова Polymer позволило в среднем уменьшить ошибку в расчетах по сравнению с дебитом по истории с 61,5 % до 38,6 % (рис. 2); при максимальной концентрации полимера в 20%, результаты можно назвать неоднозначными, поскольку в итоге мы максимально не приблизились к историческому дебиту, в результате прекращения расчета по причине снижения давления ниже давления насыщения.

Литература

1. Отчет по договору № 1980910/0247Д «Разработка рекомендаций, программы работ и сопровождение работ по применению МУН (ПОТ, ВПП) с целью снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях ОАО «Томскнефть ВНК» на 2010 г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПЛАСТА ПРИ БУРЕНИИ

А.М. Бозоев, А.Е. Анашкин

Научный руководитель профессор М.Л.Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В бурении или капитальном ремонте скважин буровые растворы сильно загрязняют призабойную зону пласта (ПЗП). Создается скиновая зона. Скин-эффект значительно снижает проницаемость призабойной зоны, вследствие чего снижается и продуктивность скважины. Важно знать, насколько обширна эта зона загрязнения, то есть, насколько глубоко проник фильтрат в пласт и как изменилась проницаемость этой зоны. Обычно скин-эффект определяется по данным кривой восстановления давления (КВД), где отклонение кривой в полулогарифмических координатах от прямой линии и характеризует степень снижения проницаемости в ПЗП. Принято считать, что скиновая зона является однородной, проницаемость постоянна и намного меньше проницаемости удаленной зоны пласта. Однако известно, что проницаемость в ПЗП не постоянная и может быть определена в соответствии зависимостью:

$$k = k_{min} \ln \left(\frac{r}{r_c} + 1 \right), \quad (1)$$

где k_{min} – проницаемость в пзп, r – расстояние, r_c – радиус скважины.

В такой постановке задача может быть решена на основе итерационных расчетов с применением известной зависимости (закон Дарси):

$$P(r) = P(r - \Delta r) - q \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r - \Delta r}, \quad (2)$$

где P – давление, q – дебит жидкости, μ – вязкость, h – мощность пласта – при расчете давления в пределах зоны загрязнения.

За пределами зоны загрязнения давление будет определяться по формуле Дюпюи:

$$P(r > r_{пзп}) = P(r = r_{пзп}) + q \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_{пзп}}, \quad (3)$$

Проницаемость в ПЗП изменяется в пределах от r_c до $r_{пзп}$ и принимает минимальное значение у скважины $K=K_{min}$ а максимальное $K=K_{max}=K_{уд}$ на границе зоны раздела. Такая же задача была решена для скиновой зоны, в которой проницаемость изменяется по закону (3), но величина охватывает только призабойную зону пласта:

$$k_{пл} = k_{min} \ln \left(\frac{r_{пзп}}{r_c} + 1 \right), \quad (4)$$

Моделировался процесс влияния скин-зоны на КВД при емкости ствола скважин С. На диагностическом графике (рисунок) более четко видна характеристика влияния переменной проницаемости в пласте на КВД.

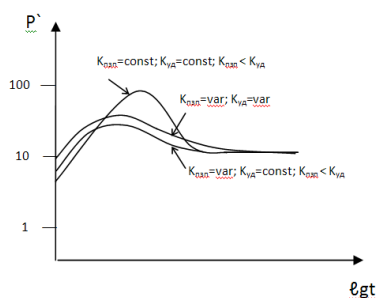


Рис. Диагностический график

При переменном значении скин-эффекта кривые ведут себя не стандартным образом по отношению к кривой, у которой скин-эффект постоянный, 1-ая КВД получена с постоянным скин-эффекте. 2-я и 3-я кривые имеют переменный скин-эффект. По форме КВД теперь можно определить скин-эффект, который является постоянным или переменным, например, изменяющимся по закону логарифма.

О ЯВЛЕНИИ ТЕПЛООВОГО УДАРА В УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

М.С. Большаков

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Детальный анализ причин отказов по насосу показывает, что основная доля приходится на износ трущихся деталей в ступенях. Выход из строя погружного электродвигателя (ПЭД) обусловлен чаще всего тепловым разрушением кабельной муфты и нарушением изоляции токопроводящих жил в статоре двигателя. Примерно 70 – 80 % отказов по кабельной линии приходится на ее удлинитель, который начинается с муфты, прилегает к гидрозщите и секциям насоса [1]. На данный момент развития механизированных способов добычи, проблема «теплового удара» насоса является актуальной. В настоящей работе будет рассмотрено моделирование распределения тепла в теле ПЭД при процессе солеотложения. Распределение температуры в теле погружного электродвигателя можно определить из решения уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с непрерывно действующим источником:

$$\frac{\partial T(r, t)}{\partial t} = a \cdot \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{q_d}{\lambda_d} \right], \quad (1)$$

где q_d – объемная мощность тепловых источников; a – коэффициент температуропроводности цилиндра; λ_d – коэффициент теплопроводности цилиндра.

Для решения этого уравнения в частных производных вводим начальные и граничные условия.

Начальные условия:

$$T(r, t)|_{t=0} = T_\phi \cdot [\Phi(r) - \Phi(r - R)], \quad (2)$$

где T_ϕ – температура набегающего флюида; R – радиус ПЭД; $\Phi(r) - \Phi(r - R)$ – функция, задающая начальное распределение температуры.

Граничные условия:

$$T_r(r, t)|_{r=0} = 0 \quad (3)$$

$$T_r(r, t)|_{r=R} = \frac{\alpha}{\lambda_o} \cdot [T_\phi - T(R, t)] \quad (4)$$

где α – коэффициент теплоотдачи [2].

Данное уравнение нестационарного (в зависимости от времени) теплообмена, решалось в среде MathCAD. Этот программный продукт способен решать уравнения подобного типа.

Решая уравнение и строя графики, можно заметить что, температура с течением времени растет в теле ПЭД (рис.1) и достигает постоянной величины 114,1⁰ С через 9,1 час. Если посмотреть на рис. 2. (зависимость распределения температуры от радиуса ПЭД), то график выглядит параболическим – температура в центре выше, чем на краю. Данная задача решена без учета солеотложения на стенках ПЭДа.

Теперь решим уравнение теплопроводности с учетом отложения соли на корпусе электродвигателя, где $T(R, 0)$ – температура стенки двигателя; H – толщина отложения; $\Phi(r) - \Phi(r - H)$ – функция, задающая начальное распределение температуры.

Граничные условия:

$$U(r, t)|_{r=0} = T(O, t) \quad (5)$$

$$U_r(r, t)|_{r=H} = \frac{\alpha}{\lambda_{от}} \cdot [T_\phi - U(H, t)]', \quad (6)$$

где α – коэффициент теплоотдачи; $\lambda_{от}$ – коэффициент теплопроводности отложения; T_ϕ – температура набегающего флюида.

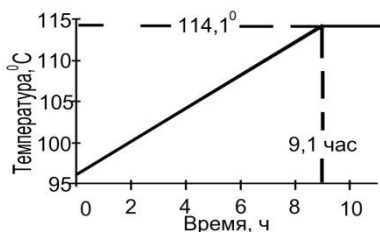


Рис. 1 Распределение температуры в теле ПЭД с течением времени

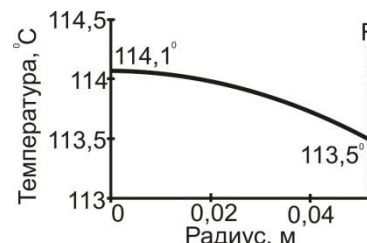


Рис. 2 Распределение температуры в теле ПЭД с изменением радиуса

В результате решения получается, что распределение температуры в слое отложения (соли) является линейным. Соединяя это уравнение с предыдущим (1), получаем распределение температуры в теле ПЭД с течением времени и с учетом толщины солеотложения (рис. 3).

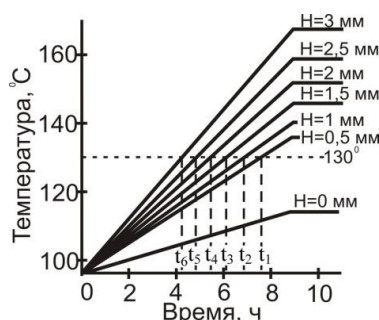


Рис. 3 Распределение температуры в ПЭД с учетом времени и процесса солеотложения

Здесь $H=0..3$ мм – толщина соляного отложения на ПЭДе в мм; $t_1 - t_6$ – время в часах, когда произойдет перегрев ПЭДа. Опираясь на полученные результаты решения уравнения (1) (Рис.3.) можно задать температуру перегрева (в данном случае 130°C) и найти время $t_1 - t_6$, когда начнется перегрев двигателя. Рис.3, как раз демонстрирует нам, через какое время и до какой температуры он перегреется. Данное моделирование позволяет еще до начала эксплуатации УЭЦН определить примерное время его выхода из строя из-за теплового удара. Таким образом, чтобы повысить эффективность работы насоса при процессе солеотложения, следует использовать ингибиторы, которые обладают высокой эффективностью предотвращения солевых отложений на всем пути технологического процесса добычи нефти. А также можно использовать устройство ClearWELL, разработанное компанией Weatherford, которое устанавливается на поверхности в устье скважины. С его помощью обеспечивается ингибирование образования большинства видов накипи, включая самые обычные ее формы, такие как карбонат кальция и сульфат бария. Это устройство особенно эффективно в случае использования погружных электронасосов [3].

Литература

1. Гареев А.А. О температурном режиме и явлении теплового удара в электроцентробежном насосе. // Нефтяное хозяйство, 2011.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – 3-е изд., стер.. – М.: АльянС, 2007. – 454 с.
3. Механизированная добыча // Нефтегазовые технологии, 2009. – № 8.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «С»

Д.С. Борисов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В ближайшее время ОАО «Газпром» планирует ввод в эксплуатацию новых месторождений Республики Саха (Якутия), основными из которых являются Чаяндинское НГКМ и Среднетюннское ГКМ. При этом особое место занимает вопрос о выборе технологии промышленной подготовки газа, решение которого во многом определит стратегию развития добычи и переработки жидких углеводородов в Восточной Сибири в ближайшие

20 – 30 лет [1]. Подготовка газа месторождения «С» в настоящее время осуществляется методом трехступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) с охлаждением газа за счет использования избыточного (по сравнению с газопроводом) давления на входе в установку. Продукцией установки комплексной подготовки газа (УКПГ) является осушенный газ с точной росы по воде и углеводородам в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, который после низкотемпературного сепаратора отправляется потребителям в газопровод, и конденсат, удовлетворяющий требованиям ОСТ 51.65-80, стабилизированный методом дезанизации.

Несмотря на относительную простоту в эксплуатации, технология НТС обладает значительным недостатком: она не способна обеспечить повышенную селективность распределения углеводородов, т.е. выделение из полученной при низкотемпературной сепарации жидкости углеводородной фазы нецелевых компонентов без существенной потери целевых [2].

Целью данной работы является модернизация технологической схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации на месторождении «С» для увеличения степени извлечения компонентов C_{2+} из пластового газа. Наиболее эффективно данная цель может быть достигнута в результате использования метода технологического моделирования с помощью специальных программ.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Моделирование действующей технологии подготовки газа месторождения «С» при помощи программного комплекса Aspen HYSYS [3].
2. Моделирование модифицированной технологической схемы, предназначенной для повышения степени извлечения компонентов C_{2+} из сырья.
3. Анализ технологической эффективности схем подготовки газа.

В работе [4] проанализированы преимущества и недостатки технологии НТС в связи с поставленной целью увеличения степени извлечения этана из сырого газа. Было показано, что технология НТС характеризуется отсутствием гибкости и неспособностью оказывать эффективное воздействие как на состав газа, поступающего в магистральный газопровод, так и на состав нестабильного конденсата в зависимости от условий транспорта и требований перерабатывающих предприятий. В качестве альтернативной технологии подготовки углеводородного сырья авторы работы [4] предлагают технологию низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР).

На основании данных технологического регламента работы аппаратов, характеристики исходного сырья в программе Aspen HYSYS были смоделированы технологические схемы подготовки газа методом НТС и НТСР (рис.1).

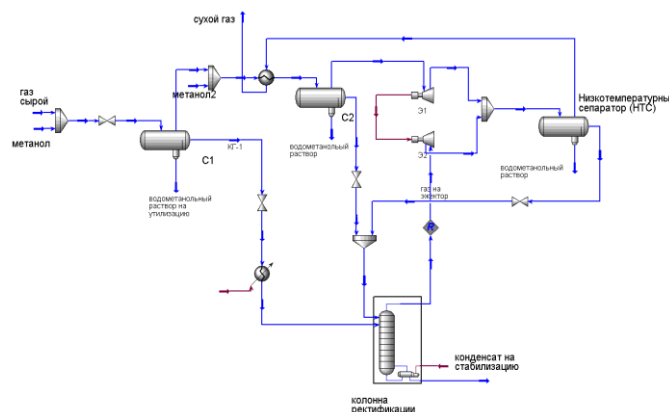


Рис.1 Моделирующая технологическая схема подготовки газа и газоконденсата методом НТСР

C1, C2 – сепараторы; Э1-Э2 – эжектор

Результаты сравнительного анализа подготовки газа по технологиям НТС и НТСР представлены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1

Характеристика сухого газа

Компонент*	Технология			
	Состав, мольн.д.		Расход, кгмоль/час	
	НТС	НТСР	НТС	НТСР
Метан	0,924	0,925	295858	296755
Этан	0,0436	0,0435	13954	13951
Пропан	0,0133	0,0131	4262	4199
и-бутан	0,002	0,002	725	712
н-бутан	0,002	0,002	763	749
C_{5+} высшие	0,0001	0,0001	47	47
	Свойства			* указаны не все компоненты
Точка росы по воде	-30,34	-30,91		
Точка росы по УВ	-28,64	-29,14		

Сухой газ, полученный с использованием технологии НТСР, характеризуется более высоким содержанием целевого компонента – метана и, как следствие, меньшим содержанием нецелевых компонентов и более низкими значениями точек росы по воде и углеводородам.

Таблица 2

Характеристика газа из разделителя и из колонны ректификации

Компонент*	Технология			
	Состав, мольн.д.		Расход, кгмоль/час	
	НТС	НТСР	НТС	НТСР
Метан	0,868	0,904	4372	5276
Этан	0,081	0,069	407	404
Пропан	0,029	0,013	145	79
и-бутан	0,004	0,002	23	9
н-бутан	0,005	0,002	25	9
C _{5+высшие}	0,001	0	3	0,13

Газ из колонны ректификации характеризуется большим содержанием целевого компонента – метана – по сравнению с составом газа из разделителя (по технологии НТС).

Таблица 3

Характеристика нестабильного конденсата

Компонент*	Технология			
	Состав, мольн.д.		Расход, кгмоль/час	
	НТС	НТСР	НТС	НТСР
Метан	0,152	0,050	965	297
Этан	0,067	0,078	430	463
Пропан	0,077	0,096	489	573
и-бутан	0,029	0,034	184	202
н-бутан	0,043	0,050	273	296
C _{5+высшие}	0,581	0,640	3677	3809
	Свойства		* указаны не все компоненты	
ДНП при t=37.8 С, кПа	1035	557		

Нестабильный конденсат, полученный с использованием технологии НТСР, характеризуется значительно более низким давлением насыщенных паров (ДНП) и более высоким содержанием этана.

Материальный баланс процесса подготовки газа по сравниваемым технологиям представлен в таблице 4.

Таблица 4

Материальный баланс

Приход, кгмоль/ч		Расход, кгмоль/ч	Технология	
			НТС	НТСР
сырой газ	326862,6	сухой газ	319998,2	320805,8
метанол	539,9	НК	6331,0	5948,0
		ВМР	1076,1	648,9
Итого	327402,5	сумма	327405,4	327402,7

Использование технологии НТСР позволяет сократить потери с сухим газом таких компонентов как пропан, изобутан, н-бутан и C_{5+высшие} с 38,73 г/м³ до 38,37 г/м³. При расчете использована методика [5].

Согласно результатам анализа подготовка газа по технологии НТСР позволяет получить нестабильный конденсат, обогащенный этаном, с более низким ДНП, вследствие более четкого и глубокого отделения метана, и большее количество сухого газа, обогащенного метаном, и имеющего более низкие значения точек росы по воде и углеводородам.

Литература

1. <http://www.gazprom.ru/>
2. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – С. 375 – 397.
3. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.
4. Калинин А.В., Емельянов П.Е. Перспективы использования технологии НТСР на вновь вводимых месторождениях. Газовая промышленность, 2007. – №3 – С.58-62.
5. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. 309 с.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

И.В. Бородич

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Во всем мире прослеживается тенденция бурения горизонтальных скважин.

Главное преимущество горизонтальной скважины – большая область контакта с коллектором (по сравнению с вертикальной), что увеличивает коэффициент извлечения нефти из скважины и ее приемистость. Главный недостаток – одна продуктивная зона для дренирования. Для дренирования нескольких зон применяют два метода: 1) протяженные горизонтальные секции бурятся в более чем одной продуктивной зоне; 2) скважина цементируется, затем возбуждается путем гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Для определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП создано множество математических моделей, которые обладают двумя недостатками: 1) некоторые модели являются довольно сложными и их трудно использовать; 2) большинство моделей могут быть применены для расчета продуктивности горизонтальной скважины с ГРП, но не могут быть использованы для определения продуктивности только горизонтальной скважины.

Рассмотрим математическую модель расчета дебита горизонтальной скважины.

Приток к горизонтальной скважине с ГРП условно состоит из двух частей: 1) приток из трещин к стволу скважины; 2) приток из матрицы резервуара.

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_f, \quad (1)$$

где q – общий приток к горизонтальной скважине с ГРП, q_m – приток из матрицы резервуара (области без трещин), q_f – общий приток из n трещин к стволу горизонтальной скважины.

Для горизонтальной скважины без ГРП (где $n=0$), приток рассчитывается как $q = q_m$.

Значение q_m может быть рассчитано по любой модели, которая подходит и удовлетворяет условиям притока.

$$q_m = \frac{0.00708 k_c h \Delta p_e}{\mu_0 \beta_0} \left(1 / \left(\ln \left(\frac{\alpha + \sqrt{\alpha^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \right), \quad (2)$$

где k_c – скорректированная проницаемость, h – толщина пласта, Δp_e – перепад давления от границы дренажного эллипса к стволу скважины, r_w – радиус скважины, μ_0 и β_0 – соответственно вязкость и объемный коэффициент нефти, L – длина горизонтального участка скважины, α – половина главной оси дренажного эллипса, рассчитывается следующим образом:

$$\alpha = \frac{L}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \sqrt{(2r_e/L)^2}}}, \quad (3)$$

r_e – радиус дренирования резервуара.

Для горизонтальной скважины без ГРП k_c – проницаемость пласта k_m . Применительно к скважине с гидроразрывом, k_c – скорректированная проницаемость с учетом влияния трещин, рассчитывается по следующей формуле:

$$k_c = k_m \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{k_f w x_f}{k_m 12L r_e} \right), \quad (4)$$

n – общее число трещин, k_f и k_m – проницаемость трещины и матрицы породы соответственно, w – ширина трещины, x_f – полудлина трещины.

При условии $\sum_{i=1}^n \frac{k_f w x_f}{k_m 12L r_e} \gg 1$, приток из матрицы резервуара незначителен и им можно пренебречь ($k_c=0$).

Для расчета притока к трещине сделаны следующие допущения: трещина представлена в виде прямоугольной призмы с длиной $2x_f$, высотой h и шириной w , проницаемость трещины постоянна, взаимодействие между потоком в стволе и потоком из трещин не учитывается, давление в скважине постоянно и равняется давлению на “пятке”, приток к скважине установившийся и с однофазным флюидом.

Приток к трещине рассчитывается по следующей формуле:

$$q_f = \frac{0.00059 k_f w \Delta p_f}{\mu_0 \beta_0} \left(1 / \left(\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) + \pi \left(\frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} \right) \right) \right), \quad (5)$$

где Δp_f – перепад давления от “вершины” трещины к стволу скважины рассчитывается следующим образом:

$$\Delta p_f = (p_e - p_{wf}) \frac{(x_f^2 + l^2)}{\sqrt{a^2 l^2 + b^2 x_f^2}}, \quad (6)$$

где Δp_f – давление на забое, l – расстояние между трещинами и центром дренажного эллипса вдоль ствола скважины.

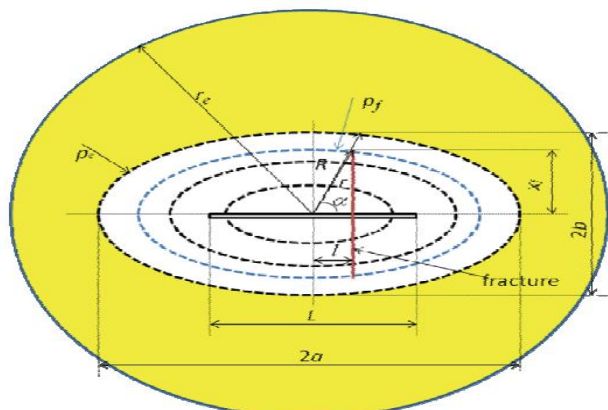


Рисунок Горизонтальная скважина с трещинами ГРП

Данная модель может быть применена как для расчета дебита только горизонтальной скважины, так и для дебита горизонтальной скважины с применением технологии гидроразрыва пласта.

Модель учитывает поток от матрицы резервуара и приток жидкости от трещин ГРП.

Модель может быть использована при установившемся притоке несжимаемого флюида.

Гидроразрыв пласта на горизонтальных скважинах стоит рассматривать как способ восстановления “полной” проницаемости, либо вовлечение соседних продуктивных пропластков в работу. Трещины ГРП рекомендуется располагать как можно дальше друг от друга и ближе к краям скважины для снижения интерференции между трещинами, и в конечном итоге увеличения продуктивности скважины.

Литература

1. Hong Yuan, SPE, IHS Inc., Desheng Zhou, SPE, Xian Shiyou University, SPE 133610, A New Model for Predicting Inflow Performance of Fractured Horizontal Wells, Copyright 2010, Society of Petroleum Engineers.
2. Genliang Guo and R.D. Evans, U. of Oklahoma SPE Members, SPE 25501, inflow Performance of a Horizontal Well Intersecting Natural Fractures, Copyright 1993, Society of Petroleum Engineers

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Васильев

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Технологии гидropескоструйного воздействия используются в различных отраслях промышленности уже сравнительно продолжительное время. В нефтегазовой промышленности, несмотря на публикацию теоретических статей по теме как в советской, а затем российской научной среде, в особенности зарубежной специализированной прессе, реальное применение гидropескоструйной технологии началось только в недавнее время. Связано это, прежде всего, с достижениями в металлургии, обеспечивающими разработку достаточно стойких материалов для применения во время проведения работ в нефтегазовых скважинах. Более того, в последние годы, с развитием прикладного программного обеспечения, появились продукты, обеспечивающие построение моделей, оптимизацию применения и предсказание результата проведения такого вида работ.

Разработанная и внедренная "Weatherford International" технология ГПП с помощью гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) основана на непрерывной работе флота ГНКТ, выполняющего помимо основной работы по освоению и нормализации забоя скважины еще и гидropескоструйную перфорацию, и флота ГРП, выполняющего гидравлический разрыв пласта без ограничений по массе проппанта и других осложняющих факторов.[2]

В настоящее время для компенсации снижения базовой добычи нефти требуется ввод скважин из бурения в кратчайшие сроки, качественно и с наименьшими затратами на всех этапах, включая прострелочно-взрывные работы (ПВР). Гидropескоструйная перфорация нефтегазовых скважин обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами ПВР, что объясняет рост популярности таких работ в последнее время. Связаны они, прежде всего, с необходимостью последующего проведения работ по гидроразрыву пласта для увеличения производительности скважин и увеличением требований к срокам и успешности этих работ.

Абразивные смеси применяются для резки и перфорации НКТ с высокой точностью и эффективностью, в том числе и при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Основная задача вторичного вскрытия – создание гидродинамической связи между скважиной и пластом без повреждения коллекторских свойств призабойной зоны и без значительных деформаций обсадной колонны и цементного камня. Решение этой задачи

обеспечивается выбором метода перфорации, среды, типоразмера перфоратора и плотности перфорации. При гидропескоструйной перфорации образование канала осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, содержащей абразивный песок. При данном способе вскрытия практически исключается отрицательное воздействие взрывных нагрузок на пласт и на эксплуатационную колонну, а получаемые отверстия значительно больше, чем при использовании кумулятивных зарядов при аналогичных условиях (в первую очередь – типоразмер перфоратора). При последующем проведении работ по ГРП это означает отсутствие преждевременной остановки закачки, а, следовательно, повышение успешности работ.

Касательно необходимого времени на перфорацию и оценки эффективности гидропескоструйной перфорации по сравнению с ПВР на трубах необходимо рассмотреть весь цикл проведения работ. Безусловно, непосредственно на гидропескоструйную перфорацию затрачивается больше времени, чем на ПВР с взрывными или кумулятивными перфорационными системами. Однако применение ГНКТ позволяет сократить время на спуско-подъемные операции, а также на спуск в скважину без предварительного глушения по сравнению со станком КРС. Также отсутствует необходимость в привлечении геофизической партии для ПВР, так как все работы выполняются бригадой ГНКТ. Кроме того, отсутствие взрывоопасных материалов существенно снижает риски, возникающие при нахождении их на площадке и в скважине и, соответственно, повышает безопасность работ.[2] В целом можно указать на тот факт, что срок освоения, включающий подготовку скважины к ГРП, проведение ГРП, промывку скважины, спуск-монтаж ЭЦН при проведении ГРП по обычной технологии для скважин с тремя пластами составляет 30–32 дня, тогда как по технологии компании Weatherford он составляет 8–12 дней.

Требования к закачке абразивных смесей с высокими расходами через НКТ малого диаметра, в контексте данной статьи – ГНКТ, описаны еще в конце 1960-х, а именно в аспекте тех задач, которые возникают при планировании работ на глубоких скважинах (более 2000 м) и выборе как несущих жидкостей, так и самого абразивного материала для достижения требуемых свойств. При детальном анализе потока на различных участках пути закачки может быть сделан вывод о том, что при прохождении смеси через смесительную емкость, насосный агрегат, линии обвязки, ГНКТ и затрубное пространство скважины параметры смеси должны соответственно различаться [1]. Так, смесь должна проходить через шланги низкого давления, где необходима более высокая вязкость жидкости для поддержания песка во взвешенном состоянии, затем – через ГНКТ, где требуется пониженная вязкость и снижение трения при высоких расходах закачки и ограничениях по циркуляционному давлению. При проведении работ в горизонтальных скважинах, где смесь транспортируется в ГНКТ при низком циркуляционном давлении, удерживающие свойства несущей жидкости становятся еще более критичными. Таким образом, несущая жидкость должна обладать псевдопластичными свойствами, обеспечивающими поддержание песка во взвешенном состоянии при прохождении всех участков на пути закачки, а также снижение трения для контроля циркуляционного давления в ГНКТ на уровне, не превышающем предельные значения (обычно не более 290 атм). При подборе химреагентов для получения несущей жидкости необходимо также учитывать параметры температуры среды как на поверхности, так и на забое скважины.

В качестве абразивного песка рассматривалось множество вариантов как пропанта различного типоразмера, так и обычного кварцевого песка. В конечном итоге выбор был остановлен именно на кварцевом песке с типоразмером 35 – 40 как обладающем лучшими абразивными свойствами в контексте его применения для целей гидропескоструйной перфорации с ГНКТ и имеющимся в наличии перфоратором.

Гидропескоструйный перфоратор является одним из основных элементов технологии ISOJET. В настоящее время компанией Weatherford International разработан и используется инструмент типоразмером 54 мм. Гидропескоструйный перфоратор представляет собой корпус из стального сплава с тремя форсунками из твердых сплавов с фазировкой 120 град. Форсунки также отстоят по оси друг от друга на расстоянии 15 см. При прокачке через форсунки с расходом 260 л/мин скорость струи достигает 190 м/с при расчетном давлении 250 атм. Допустимый режим закачки во время работы предусматривает расход по жидкости в интервале 230–340 л/мин. Рекомендуемое время на одну резку составляет 12 – 15 мин для хвостовика 108 мм, в колонне 146 мм – около 20 мин. В целом компоновка низа ГНКТ представляет собой следующее: переходник ГНКТ, двойные лепестковые обратные клапаны, механический разъединитель, гидравлический центратор, гидропескоструйный перфоратор, циркуляционную насадку. Максимальный размер компоновки 54,5 мм. На сегодняшний день проведено более 80 операций ГПП по технологии компании Weatherford на более чем 30 скважинах месторождения "А" Западной Сибири. В среднем на каждой скважине проведено по 3 ГПП. Порядок выполнения типичной операции представлен следующим алгоритмом. Перед проведением ГПП на скважине из-под бурения бригадой КРС производится спуск и посадка пакера (с проходным отверстием не менее 61 мм) над верхним пластом. При проведении работ в 146 колонне потребуются пакер с проходным сечением 62 мм. После спуска пакера и колонны ГРП бригада КРС демонтируется со скважины и освобождает территорию для размещения на кусте флотов ГНКТ и ГРП.

Оба комплекса подбиваются к скважине, и производится монтаж оборудования на устье. Для последовательного проведения перфорации и ГРП требуется на колонную головку установить арматуру ГРП и оборудование ГНКТ. Для того чтобы во время ГРП не извлекать перфоратор на гибкой трубе полностью из скважины, предусматривается монтаж лубрикатора длиной около 2 м между блоком ПВО и инжектором. После чего следует спуск в скважину гибкой трубы (оборудованной гидропескоструйным перфоратором), отбивка и привязка к забю, размещение перфоратора в интервале перфорации. Перфорация проводится с помощью гидропескоструйного перфоратора, закрепленного на гибкой трубе диаметром 44 мм.

Далее производят точечную резку колонны в интервале пласта. Время образования одного канала составляет около 20 мин, расход рабочей жидкости – 9 – 10 м³, песка – 800 – 900 кг. Загрузка гелеобразующего

реагента проводится в концентрации 7 л на 1 м³ жидкости. В состав раствора входит также стабилизатор глин. В интервале проводится 8 – 9 резок. За перфорацией, после извлечения перфоратора из скважины, следует проведение гидроразрыва на этом пласте. Если в скважине более одного пласта, то при проведении ГРП производят отсыпку методом недопродавки до необходимой глубины и повторяют вышеперечисленные операции на следующий пласт. По окончании проведения всех ГРП на скважине флотом ГНКТ производится промывка и освоение.

Данная технология была опробована также на горизонтальных скважинах. Горизонтальная скважина X была пробурена в баженовской залежи с максимальным углом отхода от вертикали 82 град. В скважину была спущена и обсажена эксплуатационная колонна диаметром 146 мм. В качестве метода вторичного вскрытия и освоения было решено провести трехстадийный ГРП. Комплекс ГНКТ был задействован на стадиях подготовки скважины под ГРП, вскрытия продуктивного пласта и подготовки следующей зоны, а также нормализации и освоения после ГРП. Стадия подготовки скважины включала шаблонирование ствола скважины, привязку ГНКТ по глубине забоя и корреляцию интервалов вскрытия. Стадия проведения гидropескоструйной перфорации состояла из спуска ГНКТ с перфоратором до заданной глубины, проведения перфорации, очистки интервала перфорации от излишков песка, проведения теста на приемистость и поднятия ГНКТ на поверхность для проведения ГРП, спуска ГНКТ для определения текущего забоя и нормализации по необходимости, гидropескоструйной перфорации следующего интервала. Стадия нормализации и освоения после ГРП включала финальную нормализацию всего горизонтального ствола скважины до глубины искусственного забоя, освоение скважины закачкой азота, вывод скважины на режим фонтанирования после выхода незакрепленного проппанта и жидкостей ГРП из призабойной зоны.

Стадия подготовки скважины включала шаблонирование скважины и привязку по глубине забоя для вскрытия пласта. Глубина забоя скважины была определена методами ГИС во время проведения работ КРС и установлена в качестве референсной для корреляции интервала спуска ГНКТ. После шаблонирования ствола скважины и спуска ГНКТ до заданной глубины электронный и механический датчики глубины ГНКТ были выставлены на заданное значение. Затем был произведен подъем ГНКТ до глубины первого интервала вскрытия, и на трубе была поставлена первая цветная метка. Исходя из того, что ГНКТ имеет остаточный изгиб и при каждом движении трубы метка на поверхности может не совпадать с определенной глубиной, спуско-подъемные операции во время корреляции и привязки интервала, а затем и во время размещения гидropескоструйного инструмента строго ограничены и проводятся только в направлении от максимальной глубины к устью. Схожим методом была произведена корреляция и привязка всех трех интервалов.

Стадия вторичного вскрытия методом гидropескоструйной перфорации была проведена в следующем порядке. Перфоратор был размещен на заданной глубине 2960 м согласно метке на ГНКТ. Установлена закачка гелированной жидкости с расходом 150 л/мин для замещения объема ГНКТ. Затем расход по жидкости был увеличен до 230 л/мин, и была произведена закачка абразивной смеси с загрузкой песка типоразмером 35 – 40 в концентрации 120 кг на 1 м³ несущей жидкости в течение 20 мин. Во время закачки циркуляционное давление находилось на уровне 270 – 290 атм при варьирующемся расходе 230 – 340 л/мин. После этого произведено приподнятие ГНКТ на 15 см и была произведена вторая серия перфорационных отверстий, а затем третья серия в таком же порядке. Таким образом, произведено 9 перфорационных отверстий на интервал с фазировкой 120 град. в интервале 45 см. После проведения перфорации интервал был нормализован от абразивного песка, и ГНКТ была поднята на поверхность для перехода к стадии ГРП [1].

После завершения ГРП на этапе продавки часть проппанта была оставлена в стволе скважины в целях изоляции интервала для проведения следующей стадии работ. Непосредственно перед проведением гидropескоструйной перфорации следующего интервала произведена закачка дополнительной порции песка для усиления изоляции интервала. Стадия вторичного вскрытия на втором и третьем интервалах была произведена аналогично описанному выше процессу. Ствол скважины был нормализован, и проведено освоение азотом до определенных техническим заданием параметров. Скважина выведена в режим фонтанирования.

Данная технология позволяет проводить непрерывный цикл подготовки скважины: вскрытие пласта – ГРП – освоение комплексами ГРП и ГНКТ и избегать задержки при вводе скважины в эксплуатацию. Достоинствами технологии являются:

- отсутствие манипуляций с пакером, т.к. его посадка осуществляется один раз выше самого верхнего пласта;
- процесс перфорации занимает незначительное время;
- все основные работы выполняются одной компанией – "Weatherford International";
- нет ограничений по массе ГРП и фракциям проппанта.

Проведение работ возможно практически в любых скважинах: большая кривизна скважины, наличие хвостовика (114 или 102 мм) или отсутствие усиленной эксплуатационной колонны (группа прочности E) не являются препятствием для использования технологии ГПП.

Применение технологии компании Weatherford показало свою эффективность в скважинах, где необходимо вскрытие нескольких пластов (особенно при наличии множества пропластков), которые нужно подвергнуть ГРП по отдельности, а также где несколько последовательных операций ГРП позволят обойтись меньшей массой проппанта, так как он не тратится на расклинивание глинистых перемычек, а размещается только в интересующих зонах.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: ФГУП Изд-во “Нефть и газ”, РГУ Нефти и газа им.Губкина, 2003. – 816 с.
2. Грейвз Рэнделл, Скиннер Стив, Ричард Рассел, Эд Смоли. Эксплуатация колтюбинговых установок//Журнал “Время колтюбинга”. – Москва.: 2009. – № 3. – С. 25 – 28.

К ОЦЕНКЕ ВРЕМЕНИ НАЧАЛА РАДИАЛЬНОГО ПРИТОКА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

К.С. Гаврилов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается проблема определения времени начала радиального притока при обработке данных гидродинамических исследований скважины (ГДИС) по кривой восстановления давления (КВД), и предлагается метод решения, основанный на технологии адаптивной интерпретации. Приводятся примеры интерпретации КВД однородно - пористых нефтяных пластов с диагностикой радиального притока.

Введение. В настоящее время для определения оценки времени начала радиального притока при интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважины на неустановившихся режимах фильтрации методом касательной используются качественные и количественных критерии.

Качественный критерий заключается в анализе диагностического графика в двойных логарифмических координатах, приведенных для примера на рис. 1,2 для кривой восстановления давления скважины № 335, 362 месторождения Тюменской области однородно – пористого нефтяного пласта. На рис. 1 достаточно четко виден прямолинейный участок и время начала радиального притока t_p , что позволяет корректно использовать метод касательных для определения фильтрационных параметров нефтяного пласта. На рис. 2 наблюдается иная картина, показывающая, что четко выделить начало радиального притока и прямолинейный участок КВД не представляется возможным, и возникает необходимость использования количественных критериев.

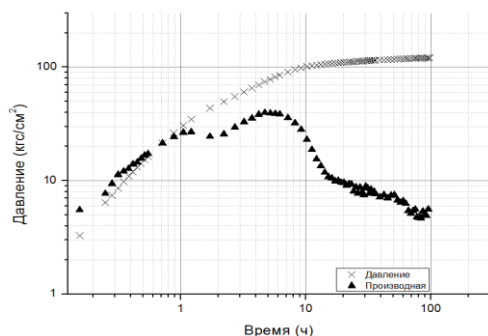


Рис. 1 Кривая восстановления давления и ее производная скв. 335

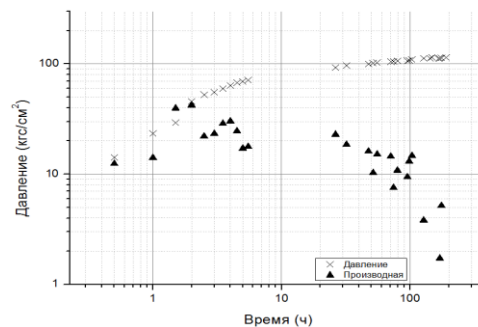


Рис. 2 Кривая восстановления давления и ее производная скв. 362

Наиболее известными количественными критериями определения времени начала радиального притока являются зависимость Р.Н. Номе [1]

$$t_p = C\mu / (2\pi hk) \cdot (60 + 3,5S) \quad (1)$$

и эмпирического приближения, предложенные в [2] для бесконечного радиального пласта

$$t_p = C\mu / (hk) \cdot F(S) = \begin{cases} 9973(S + 10), S \geq 0, \\ 26497(S + 4,3), S < 0, \end{cases} \quad (2)$$

где k, h - проницаемость и эффективная толщина нефтяного пласта, μ, S, C - вязкость нефти, скин-фактор и коэффициент влияния ствола скважины, соответственно. Известны и другие модификации критериев (1),(2) в условиях системы разработки, когда пространство вокруг скважины может быть ограничено другими добывающими и нагнетательными скважинами [3]. Проблемным моментом использования количественных критериев (1),(2) оценки времени начала радиального притока является присутствие там фильтрационных параметров пласта (пьезопроводность, проницаемость, скин- фактор и коэффициент влияния ствола скважины), которые нам изначально неизвестны и подлежат определению. Образуется некоторый замкнутый круг, для использования метода касательных и определения фильтрационных параметров пласта нужно знать время начала радиального притока, а оценка этого времени содержит также неизвестные нам параметры пласта.

Для решения указанных выше качественных и количественных проблем определения времени начала радиального притока в работе предлагается и исследуется метод, основанный на адаптивной интерпретации КВД, позволяющий проводить диагностику радиального притока в процессе проведения гидродинамических исследований с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

Метод определения времени начала радиального притока.

Основу рассматриваемого метода диагностики радиального притока представляет критерий вида

$$\Delta t_p^* = \arg \min_{\Delta t} \Phi(P_{t,3}^* - P_3(\mathbf{\alpha}_t^*), \Delta t = [t + \tau] \in [t_0, t_n]) \quad (3)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(\mathbf{\alpha}_t^*)$ - показатель качества, заданный в виде известной функции Φ (либо функционала) от фактических значений забойного $P_{t,3}^*$ и значений забойного давления, вычисленных на основе модели $P_3(\mathbf{\alpha}_t^*)$. Здесь $\mathbf{\alpha}_t^*$ - оценки параметров модели забойного давления, полученные в момент времени начала радиального притока $t_p^* = \Delta t_p^* - \tau$ на основе адаптивного метода интерпретации на определенном участке КВД $\Delta t = [t + \tau] \in [t_0, t_n]$ длительностью τ ; t_0, t_n - моменты времени начала и завершения гидродинамических исследований [4]. При использовании в качестве модели КВД зависимости

$$\Delta P_3(t) = \alpha_1 + \alpha_2 \ln(t), \alpha_1 = \frac{\chi_{kp}}{4\pi\sigma}, \alpha_2 = \frac{1}{4\pi\sigma} \quad (4)$$

критерий (3) можно представить в виде

$$\frac{\partial \alpha_{1t}^*}{\partial t} = 0, \frac{\partial \alpha_{2t}^*}{\partial t} = 0, \text{ при } t \in \Delta t_p^* \in [t_p^* + \tau] \quad (5)$$

Тогда в качестве оценки времени начала радиального притока принимается то значение t_p^* , при котором левые и правые части уравнений (5) совпадают, что означает стабилизацию оценок параметров модели КВД $\mathbf{\alpha}_t^*$ на интервале обработки $[t_p^* + \tau] > 0$, а следовательно, и стабилизацию оценок гидропроводности σ_t^* и комплексного параметра $\chi_{kp,t}^*$

$$\sigma_t^* = \frac{1}{4\pi\alpha_{2t}^*}, \chi_{kp,t}^* = \alpha_{1t}^* / \alpha_{2t}^* \quad (6)$$

Возможны и другие формы представления критерия (3) [5].

Результаты диагностики радиального притока при интерпретации КВД. Результаты определения времени начала радиального притока и интерпретации КВД скважин 362 и 335 приведены на рис.3,4 и таблице. На рис. 3,4 приведены оценки гидропроводности, пьезопроводности $\sigma_t^*, \chi_{kp,t}^*$ (6), полученные методом адаптивной интерпретации [4] для модели КВД (4).

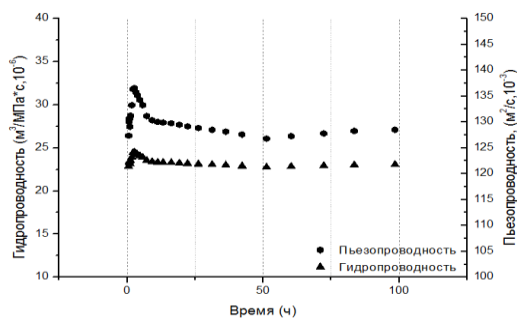


Рис. 3 Оценки гидропроводности и пьезопроводности скв. 362

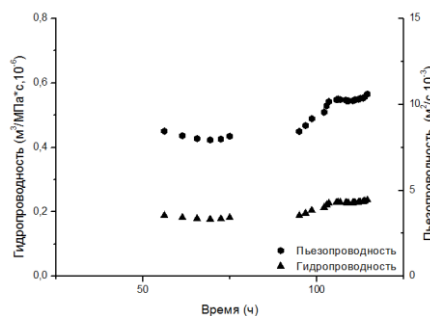


Рис. 4 Оценки гидропроводности и пьезопроводности скв. 335

В таблице приведены результаты сравнительного анализа, полученные при интерпретации скважин 335 и 362 с использованием зарубежных программных комплексов PanSystem, метода касательной (МК), на максимум производной и на участке радиального притока, метода наилучшего совмещения (МНС), метода адаптивной интерпретации (МАИ) и оценок времени начала радиального притока (1),(2) (5).

Из рис. 3,4 и таблицы видно, что оценки гидропроводности и пьезопроводности, полученные по методу адаптивной интерпретации практически совпадают с оценками параметров с использованием программного комплекса PanSystem на участке радиального притока. Однако оценки времени начала радиального притока, полученные методом адаптивной интерпретации, значительно меньше приближений, полученных по формулам (1),(2), что показывает преимущество метода адаптивной интерпретации по диагностике радиального притока с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта при интерпретации гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления давления.

Таблица

Результаты интерпретации скважин 335 и 362

Скважины	Методы	Оценки гидропроводности пласта, м3/Мпа*с, 10-6	Оценки пьезопроницаемости пласта, м2/с, 10-3	Оценки времени начала радиального притока по (1), ч	Оценки времени начала радиального притока по (2), ч	Оценки времени начала радиального притока по МАИ (5), ч
335	PanSystem	0,31	14,5	37,48	29,7	–
	МК на максимуме производной	0,091	3,93	–	–	–
	МК на участке РП	0,27	11,94	–	–	–
	МНС	0,24	10,6	–	–	–
	МАИ	0,22	9,6	–	–	10,2
362	PanSystem	18,5	11,5	9,07	9,42	–
	МК на максимуме производной	8,7	46,6	–	–	–
	МК на участке РП	27,5	153,7	–	–	–
	МНС	23,01	128,5	–	–	–
	МАИ	22,8	112,6	–	–	5,5

Литература

1. Home R.N. Modern Well Test Analysis A Computer-Aided Approach, 2002. – 257 p.
2. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1987. – 840 с.
3. Санников В.А., Курочкин В.И., Метт А.А. Анализ корректности применения метода касательной при интерпретации кривой восстановления давления // Нефтяное хозяйство, 2010. – 4. – С.82 – 85.
4. Гаврилов К. С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт-скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета, 2012. – Т. 321. – № 5. С.72 – 75.
5. Сергеев В.Л., Анжанов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия ТПУ, 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА
РЕЗЕРВУАРОВ С ТРЕЩИНОПОДОБНЫМИ ДЕФЕКТАМИ С УЧЕТОМ ДВУХОСНОГО
НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ**

А.А. Герасименко

Научный руководитель доцент Г.Х.Самигуллин

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Известно, что период безаварийной работы резервуаров длится в среднем 15 – 20 лет, после чего количество аварийных ситуаций резко возрастает вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации. К наиболее частым причинам возникновения отказов резервуаров можно отнести: трещины в нижнем уторном узле в сварных соединениях и основном металле; трещины в стенке в сварных соединениях и основном металле; трещины в зонах врезок приемо-раздаточных патрубков. Согласно нормативно – технической документации эксплуатация резервуаров с трещиноподобными дефектами недопустима. В тоже время существуют многочисленные примеры достаточно продолжительной эксплуатации резервуаров с трещинами, которые не проявляют стремления к заметному росту. Это связано с тем, что в зависимости от условий эксплуатации, зародившаяся трещина может расти довольно долго, до тех пор, пока не достигнет критического размера, после чего произойдет разрушение.

Индивидуальные решения, принимаемые по дальнейшей эксплуатации резервуаров с дефектами, основаны на интегрировании зависимости скорости роста трещины $\frac{dl}{dN}$ от изменения коэффициента

интенсивности напряжений ΔK_I (уравнение Пэриса $\frac{dl}{dN} = C \Delta K_I^n$, где C, n – механические характеристики материала; l – глубина трещины; N – число циклов нагружения).

Следует отметить, что большинство исследователей используют характеристики циклической трещиностойкости материалов, полученные при одноосном нагружении, хотя в реальных условиях трещины и

другие трещиноподобные дефекты находятся в условиях двухосного нагружения в поле продольных σ_{np} и кольцевых $\sigma_{кц}$ напряжений. Исходя из вышеизложенного, основной целью настоящей работы является создание методики прогнозирования остаточного ресурса резервуара с трещиноподобными дефектами в условиях двухосного нагружения. Для оценки степени опасности дефекта следует установить функциональную зависимость между скоростью роста трещины и видом напряженного состояния. Предполагается, что при одноосном растяжении скорость роста трещиноподобного дефекта в стенке резервуара будет меньше, чем при двухосном растяжении – сжатии, но больше чем при двухосном растяжении. Исходя из этого предположения в формулу Пэриса предлагается ввести коэффициент (k), учитывающий восприимчивость материала к двухосному нагружению $\frac{dl}{dN} = f(\Delta K_I; k)$. Это даст возможность в расчетах использовать константы C и n, определенные для одноосного напряженного состояния.

Для прогнозирования остаточного ресурса необходимо:

C помощью методов неразрушающего контроля определить местоположение, размеры трещиноподобного дефекта;

Рассчитать напряженно-деформированного состояния объекта с трещиной. При этом можно использовать два подхода: аналитический, когда дефект находится в таком месте, где расчет напряжений не вызывает трудностей (стенка резервуара), и, метод конечных элементов, в частности программный комплекс ANSYS, например для зоны уторного узла.

Экспериментально определить константы C, n по результатам одноосных испытаний, k - двухосных испытаний для заданного материала;

Вычислить степень двухосности напряжений $\lambda = \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{кц}}$ по заданному напряженному состоянию;

Найти N^* число циклов до разрушения путем интегрирования дифференциального уравнения $(N^* = \int_{l_0}^{l=\delta} \frac{dl}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)})$ по размеру трещины, в предположении, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений, либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины станет равной толщине стенки резервуара.

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТА «ТЕПЛОВОЙ ЛИНЗЫ» НА ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ АГРЕГАТОВ АСФАЛЬТЕНОВ В МОДЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ

А.М. Горшков

Научный руководители профессор А.Т. Росляк, доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные асфальтены, самый высокомолекулярный и полярный компонент нефти, является предметом многочисленных исследований. Причина этого – постоянно увеличивающаяся доля тяжелой нефти и битумов в мировых запасах углеводородов [1]. В настоящее время асфальтены характеризуются как фракция нефти, которая является нерастворимой в n-алканах и растворимой в толуоле или бензоле. Хотя химическое строение асфальтенов проясняется очень медленно, их средний состав как группы соединений известен достаточно хорошо. Типичная молекула асфальтенов состоит из 3-10 конденсированных ароматических колец и коротких алкильных цепей (около 3-5 углеродов). Полициклическое ядро содержит небольшое количество гетероатомов (N, O, S) и металлов (V, Ni, Fe) [3]. Из-за сложного состава асфальтенов, они проявляют интересные физические свойства. Одно из таких свойств асфальтенов – сильная склонность к самоассоциации и формированию надмолекулярных структур даже в сильно разбавленных органических растворителях. Одним из основных параметров, характеризующим надмолекулярное состояние асфальтенов является размер агрегатов. В процессе агрегирования размер частиц асфальтенов изменяется от 2 – 10 нм для состояния стабильных нанокolloидов до нескольких микрон для флоккулов асфальтенов [8].

На сегодняшний день наиболее эффективными методами определения размера частиц асфальтенов являются оптические методы, которые позволяют изучать объекты, практически не внося изменений в их природные свойства. К числу наиболее перспективных из них относится метод фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС).

Данный метод позволяет вести мониторинг процесса агрегации асфальтенов и проводить измерения размера в режиме реального времени в процессе их роста, является бесконтактным, не вносящим возмущение в исследуемую среду и отличается высоким быстродействием и точностью [7]. Метод ФКС состоит в определении коэффициента диффузии коллоидных частиц путем измерения спектрального состава (или корреляционной функции) рассеянного света.

Аппроксимируя измеренную автокорреляционную функцию флуктуации интенсивности рассеянного света теоретической экспоненциальной функцией можно найти коэффициент диффузии. Если форму частиц принять сферической, их радиус может быть рассчитан по формуле Стокса-Эйнштейна [6]. Несмотря на все преимущества метода ФКС, при исследовании непрозрачных и разбавленных систем асфальтенов из-за сильного поглощения света существует одна основная проблема – возникновение эффекта «тепловой линзы».

Сущность явления заключается в том, что за счет местного перегрева образца возникает градиент температуры. Под действием данного градиента происходит направленное движение жидкости, отличающееся от теплового броуновского движения, на котором основан метод ФКС. В итоге измеренная автокорреляционная функция не является экспоненциальной, что приводит к некорректному определению размера частиц асфальтенов. Чтобы избежать этого эффекта, мощность лазерного излучения должна быть ослаблена нейтральными стеклянными фильтрами [4].

Цель данной работы – оценить влияние эффекта «тепловой линзы» на размер агрегатов асфальтенов и процесс агрегации в целом методом фотонной корреляционной спектроскопии. Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высоковязкой нефти. Их характеристика представлена в табл.

Таблица

Элементный состав и молекулярная масса асфальтенов

Содержание, %					Н/С	Молекулярная масса, а.е.м.
С	Н	N	S	O		
85,3	7,8	1,1	4,1	1,7	1,10	1570

Агрегация асфальтенов была исследована на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,0001 моль/л. В исходной системе не было зафиксировано корреляционных функций, свидетельствующих о наличии оптических неоднородностей с размером от 1 нм до нескольких микрон, следовательно, данный раствор асфальтенов в толуоле является молекулярным.

Инициирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением определенного объема осадителя – *n*-гептана. Пороговая объемная концентрация *n*-гептана, при которой начинался процесс роста частиц для этой концентрации, составил около 59 %.

Эксперименты были проведены с тремя соотношениями осадитель/растворитель. Количество *n*-гептана изменялось от 59 % до 67 % об. смеси толуол–гептан. Для измерений размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегирования использована система PhotoCorr Complex [2]. Все эксперименты проводились при температуре 27 °С и атмосферном давлении. Рассеяние света наблюдалось под углом 90°. Одной из основных задач, решаемых для достижения цели данной работы, было выбрать оптимальные нейтральные фильтры для каждой концентрации *n*-гептана в смеси. С одной стороны, чем сильнее мы уменьшаем мощность лазера, т.е. ставим фильтр с большим коэффициентом ослабления, тем больше вероятность того, что мы избавимся от эффекта «тепловой линзы». С другой стороны, чем сильнее мы ослабляем интенсивность лазера, тем меньше интенсивность рассеянного света на частицах асфальтенов, следовательно, меньше соотношение полезный сигнал/шум, что в итоге приводит к многократному увеличению погрешности определения размера частиц.

Одним из основных методов выявления эффекта «тепловой линзы» при исследовании растворов асфальтенов является сравнение экспериментальных данных с теоретическими (экспоненциальными) автокорреляционными функциями в конце агрегации, когда время воздействия лазера является максимальным (рис. 1).

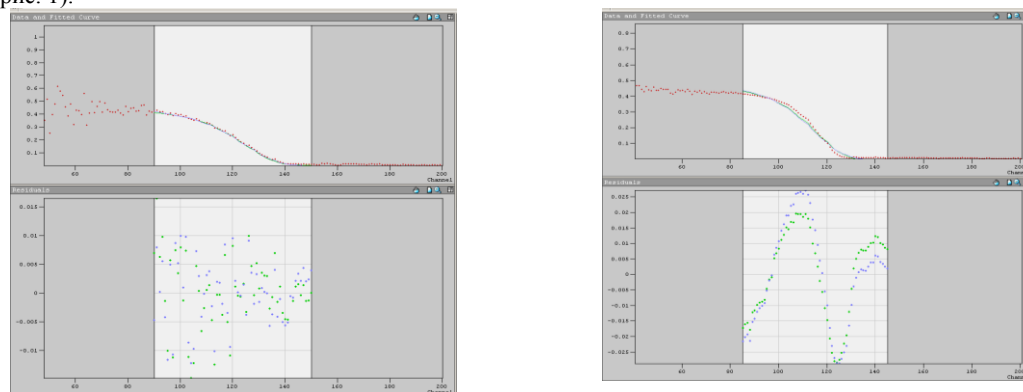


Рис. 1 Пример обработки автокорреляционной функции в программе DynaLS двумя теоретическими кривыми (*Distribution analysis* – синяя, *Discrete Components analysis* – зеленая) для соотношения *n*-гептан/толуол 67 % об.: а – при использовании нейтрального фильтра *k*=5, б – без фильтра

Из рис. 1а видно, что отклонение экспериментальных данных от теоретических функций в зависимости от номера канала коррелятора имеет хаотическую зависимость, что соответствует правильному определению размера частиц. В отличие от рис. 1а, на рис. 1б видна четкая синусоидальная зависимость отклонения от номера канала коррелятора, которая свидетельствует о проявлении эффекта «тепловой линзы».

Таким образом, опытным путем были определены оптимальные нейтральные фильтры для каждой концентрации *n*-гептана: для порогового соотношения *n*-гептан/толуол (59% об.) процесс агрегации асфальтенов можно исследовать без нейтрального фильтра, для соотношения 61% об. – стеклянный фильтр с ослаблением в 3 раза (к-3) и для соотношения 67% об. – стеклянный фильтр с ослаблением в 5 раз (к-5).

На рис. 2 представлены результаты исследования процесса агрегации асфальтенов в модельной системе при использовании разных нейтральных фильтров. Сплошные линии соответствуют теоретической модели режима диффузионно-лимитированной агрегации (ДЛА) в соответствии с решением уравнения Смолуховского [5].

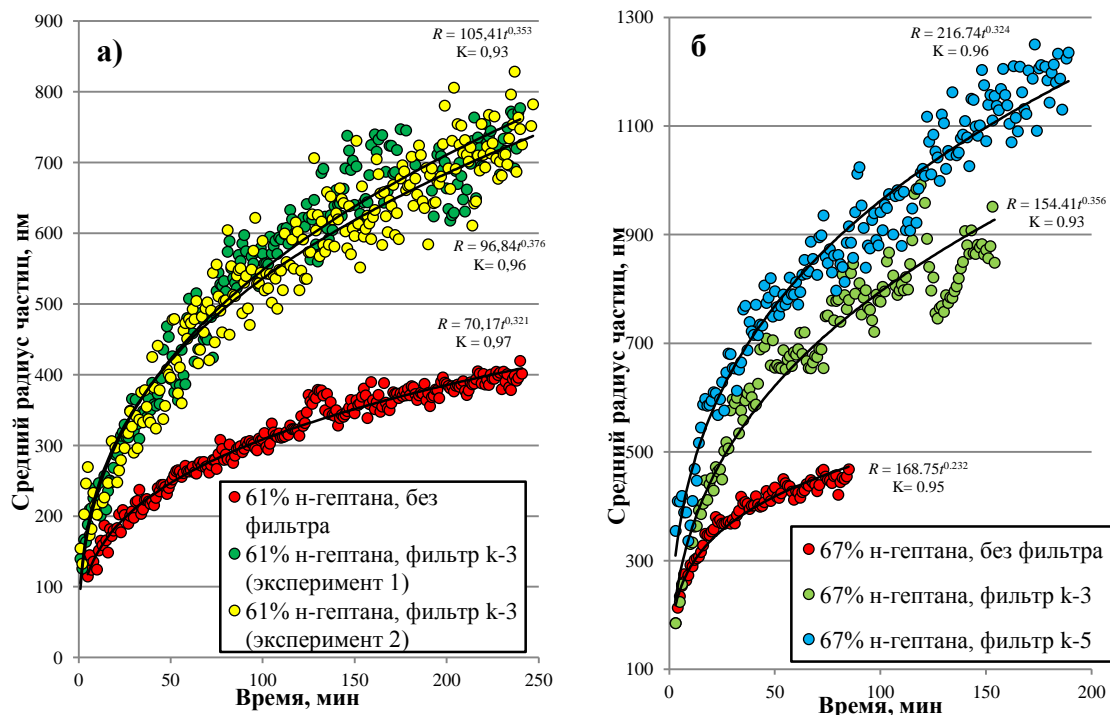


Рис. 2 Процесс агрегации асфальтенов в модельной системе при использовании разных нейтральных фильтров: а – 61% об. *n*-гептана в смеси, б – 67% об. *n*-гептана в смеси

Необходимо отметить, что перед тем, как выявить влияние «тепловой линзы» на размеры агрегатов асфальтенов и процесс агрегации в целом, было проведено два последовательных эксперимента для 61% об. *n*-гептана в смеси, используя фильтр к-3, для определения повторяемости параметров, описывающих кривые агрегации.

Из рис. 2а видно, что процесс агрегации в первом и втором экспериментах практически совпадает как по времени агрегации около 245 мин, так и по параметрам степенной функции, описывающей процесс агрегации. Для двух экспериментов начальный фиксируемый радиус составил $R_0 = 101,12 \pm 6,06$ и показатель степенной функции $a = 0,365 \pm 0,015$, что в относительных единицах составляет менее 6 % и свидетельствует о высокой повторяемости для систем, имеющих размеры порядка нескольких сотен нанометров.

Из рис. 2а следует, что эффект «тепловой линзы» не изменяет время агрегации асфальтенов, однако уменьшает начальный фиксируемый размер (до 70 нм) и показатель степенной функции, что приводит к получению заниженных значений радиусов частиц в процессе агрегации и приводит к уменьшению радиуса практически в два раза в конце агрегации асфальтенов. Из рис. 2б видно, что для концентрации *n*-гептана 67% об. смеси наблюдается такая же тенденция, только влияние «тепловой линзы» увеличивается в несколько раз. Во-первых, «тепловая линза» приводит к уменьшению времени агрегации асфальтенов без фильтра до 84 мин, в отличие от 184 мин для агрегации асфальтенов с фильтром к-3. Конечный радиус частиц за время агрегации под действием «тепловой линзы» уменьшается в 3 раза до 470 нм.

Использование фильтра к-3 позволяет частично избавиться от перегрева образца асфальтенов, в результате чего увеличивается время агрегации до 150 мин, однако для полного избавления от влияния эффекта необходимо ставить фильтр к-5. По результатам исследования влияния «тепловой линзы» на достоверность определения размеров агрегатов асфальтенов и процесс агрегации в целом можно сделать следующие выводы:

- Влияние «тепловой линзы» усиливается при увеличении концентрации *n*-гептана в модельной системе.
- Для каждой концентрации *n*-гептана необходимо индивидуально подбирать нейтральные фильтры с разными коэффициентами ослабления.

Основной эффект «тепловой линзы» заключается в уменьшении фиксируемого радиуса частиц асфальтенов, из-за их ускоренного движения под действием градиента температур, приводящего к некорректному определению коэффициента диффузии.

Литература

1. Mullins O. C., Zuo J.Y., Freed D. E., Elshahawi H, Cribbs M. E. Оценка параметров пласта: применение скважинного анализа флюидов в сочетании с новой теорией асфальтенов // Нефтегазовые технологии, 2012. – № 5. – С. 22 – 30.
2. PhotoCor [сайт производителя], URL: <http://www.photocor.ru/>.
3. Sheu Eric Y. Physics of asphaltene micelle and microemulsions – theory and experiment // Journal of Physics: Condensed matter. 1996. – N 8. – P. 125 – 141.
4. Yudin I. K., Anisimov M. A. Dynamic light scattering monitoring of asphaltene aggregation in crude oils and hydrocarbon solutions // Asphaltenes, heavy oils, petroleomics, 2007. – P. 439 – 468.
5. Yudin I. K., Nikolaenko G. L., Gorodetskii E. E., Markhashov E. L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M. A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution // Petroleum Science and Technology, 1998. – N 3. – P. 395 – 414.
6. Анисимов М. А., Дмитриева И. А., Крупина А. А., Курляндский А. С., Юдин И. К. Ассоциация и фазообразование в растворах асфальтенов // Химия и технология топлив и масел. – Москва, 1988. – № 8. – С. 34 – 36.
7. Буря Е. Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001г. – 109 с.
8. Ганеева Ю. М., Юсупова Т. Н., Романов Г. В. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем // Успехи химии, 2011. – Т.80. – № 10. – С. 1034 – 1050.

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Ю.З. Гусева

Научный руководитель доцент Л.И. Сваровская
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Технологии добычи трудноизвлекаемых вязких нефтей основаны на термическом воздействии на пласт, что является технически сложным и дорогостоящим процессом. Затраты энергии с применением тепловых технологий эквивалентны трети энергии извлекаемой продукции [1]. Доля трудно извлекаемых запасов вязких нефтей в России постоянно растет.

В связи с чем, решение проблемы энергосбережения при повышении эффективности и рентабельности процессов добычи вязких нефтей является основополагающей. Для повышения нефтеотдачи пластов широкое применение находят нефтевытесняющие композиции.

Для этих целей применяются нефтевытесняющие композиции, компонентами которых являются поверхностно-активные вещества (ПАВ) и азотистые соединения, в том числе карбамид [2, 3]. В условиях нефтяного пласта гидролиз карбамида протекает при температуре выше 80 °С при этом выделяется углекислый газ (CO₂) и аммиак. Аммиак, при растворении в пластовой воде, образует щелочную буферную систему, максимальная емкость которой определяется в интервале pH 9 – 10, что повышает моющие свойства нефтевытесняющей композиции и стимулирует десорбцию нефти с пористой породы пласта.

Выделившийся в процессе гидролиза CO₂, преимущественно растворяется в нефти, снижает ее вязкость, что также способствует вытеснению нефти из пласта и увеличению нефтеотдачи. При низких температурах гидролиз карбамида катализирует фермент уреазы, что позволяет использовать ее при создании биотехнологии увеличения нефтеотдачи для низкотемпературных залежей. Уреаза (ЕС 3.5.1.5.) или амидогидролаза, широко распространена в природных источниках растительного и бактериального происхождения: соя, бобовые культуры, свекла и кизяки животных [4]. Микроорганизмы, способные к синтезу уреазы, объединены в группу уробактерий, в состав которой входят представители родов: *Proteus*, *Azotobacter*, *Bacillus*, *Micrococcus*, *Pseudomonas* и др.

В условиях нефтяного пласта с низкой температурой (20-40°С) гидролиз карбамида возможен при одновременном введении в пласт раствора нефтевытесняющей композиции, содержащей карбамид, и уреазы или взвеси уробактерий, катализирующих гидролиз с выделением аммиака и CO₂.

Объекты и методы исследования.

Объектами исследования являются нефть месторождения Цагаан – Элс с вязкостью 544 мПа*с, 10 %-ный раствор нефтевытесняющей композиции НИНКА® и пробы природных источников уреазы растительного и бактериального происхождения: соя, свекла и кизяки домашних животных, гидролизующих карбамид с выделением CO₂ и аммиака, при температуре 40 °С.

Ферментативный гидролиз карбамида контролировали по изменению pH за определенный промежуток времени и снижению концентрации карбамида по методике [5]. Значения pH раствора измеряли на pH-метре милливольтметре марки 673 М. Численность уробактерий определяли методом посева на селективную среду Лениса, общее число гетеротрофов – на мясо-пептонный агар (МПА) с применением метода предельных разведений [6].

Вытеснение высоковязкой нефти месторождения Цагаан-Элс (Монголия) проводили комплексным методом из насыпной модели, состоящей из колонок высотой 90 см, диаметром 2 см, заполненных силикагелем марки АСКГ. Результаты и обсуждение. Активность гидролиза карбамида в растворе композиции ПАВ с добавлением природных источников уреазы оценивали по изменению рН, концентрации карбамида, накоплению CO_2 и аммиака. Из растительных объектов исследовали уреазную активность соевой муки, содержащей уреазу и кожуры свеклы, содержащей уреазу и группу уробактерий, численность которых достигает $3.2 \cdot 10^9$ клет/г. Для проведения гидролиза карбамида применяли 5 и 10 %-ные растворы композиции, содержащие карбамид в концентрации 32 и 64 г/дм³ соответственно. Максимальное значение рН 9.4 ед. получено при соотношении кожуры свеклы:карбамид 1:64 (0.5:32) в течение 48 часов и соевой муки:карбамид – 0.1:32, при котором за 2 ч значение рН составило 9.3.

Изменение параметров гидролиза карбамида соевой мукой исследовали в течение 30 сут. При этом содержание карбамида понизилось от 64 до 3.4 г/л, концентрация ионов аммония увеличилась от 9.9 до 25 мг/л, величина рН – от 6.5 до 9.4; накопление CO_2 на 30 сут составило 20 л/л. Влияние CO_2 на изменение вязкости нефти месторождения исследовали ротационным методом при разных скоростях сдвига после ее термостатирования в присутствии 10 % – ного раствора композиции НИНКА[®], содержащего карбамид, и гидролизующего его фермента растительного и бактериального происхождения (соевая мука, свекла и кизяки). Вязкость исходной нефти месторождения Цагаан-Элс (Монголия) составляет 544 мПа·с при 40 °С. После термостатирования при 35°С в течение 45 суток в контейнерах вязкость нефти снижается в 1.3-1.5 раз.

Хроматографический анализ газообразных продуктов метаболизма подтвердил накопление CO_2 в процессе ферментативного гидролиза карбамида и показал, что при гидролизе свекольной массой концентрация CO_2 в 2 раза выше, чем при гидролизе кизяками в одинаковых условиях эксперимента. Следовательно, уробактерии в составе природных источников обладают активной ферментативной системой, гидролизующей карбамид с повышением рН, выделением CO_2 и аммиака.

Для исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности композиции НИНКА[®] с добавлением уреазы или уробактерий, согласно ГОСТа 39-195-86 применяли изовязкостную модель нефти, для чего к нативной нефти добавляли 30 % керосина. Физико-химические свойства нефти представлены в таблице.

Таблица

Физико-химические свойства нативной и изовязкостной модели нефти месторождения Цагаан-Элс

Исследуемые параметры	Нефть месторождения Цагаан-Элс	
	нативная	изовязкостная
Плотность, г/м ³ при 40 °С	0,921	0,845
Вязкость, мПа·с при 40 °С	544	8,84

Вытеснение проводили из насыпной модели, состоящей из 4 колонок высотой 90 см, диаметром 2 см. Колонки заполняли силикагелем марки АСКГ с проницаемостью от 8,1 мкм² до 10,1 мкм². Удельная поверхность силикагеля 160 – 500 м²/г.

В качестве нефтевытесняющего агента в контрольной модели применяли 10 %-ный раствор композиции НИНКА[®], в состав которой входит карбамид – 64,0 г/л, аммиачная селитра – 32,0 г/л, неонол АФ_{9.12} – 4,0, рН 6.5. Вытеснение проводили при температуре 40°С, близкой к пластовой. Для довытеснения остаточной нефти контрольную колонку обрабатывали 10 %-ным раствором композиции НИНКИ[®] (колонка 1), опытные – раствором композиции с добавлением соевой муки 0,1 г/л (колонка 2), кизяков (колонка 3) и свеклы (колонка 4) по 0.2 г/л. Колонки перекрывали и термостатировали в течение 14 суток при 40 °С для размножения микрофлоры и накопления продуктов метаболизма. После термостатирования вытеснение остаточной нефти продолжали водой до полной обводненности на выходе.

Применение раствора композиции с экстрактом кизяков, содержащих уробактерии, гидролизующих карбамид, увеличило абсолютный коэффициент нефтевытеснения от 50,6 (контроль) до 53,0 и 59,5 % в опытных вариантах. Значимо изменился относительный прирост коэффициента нефтевытеснения от 14,6 до 19,0 и 23,6 %, что связано с размножением во время термостатирования уробактерий, продуцирующих уреазу.

Термостатирование с использованием соевой муки увеличило прирост коэффициента нефтевытеснения до 15,9 %, а в контрольной колонке прирост коэффициент нефтевытеснения составил 8,3 %. Абсолютный коэффициент нефтевытеснения с применением соевой муки, содержащей уреазу, составил 42,2 %, для контрольной колонки – 37,0 %.

Хроматографический анализ углеводов довытесненной остаточной нефти с применением раствора композиции и экстракта кизяков не подтвердил каких-либо изменений в составе углеводов. Отношение $\text{Pг}/\text{С}_{17}$ и $\text{Pн}/\text{С}_{18}$ идентичны для контрольного и опытного вариантов. Следовательно, биодеструктивные процессы отсутствуют, довытеснение нефти протекает за счет газообразных продуктов гидролиза карбамида, снижающих вязкость и увеличивающих моющие свойства композиции.

Таким образом, уреазы природных источников растительного и бактериального происхождения (соевая мука, свекла, кизяки домашних животных) проявляет высокую активность в процессах гидролиза карбамида в составе нефтевытесняющей композиции НИНКА[®] с выделением CO_2 , снижающего вязкость нефти, и NH_3 , повышающего рН и моющие свойства композиции, что способствует вытеснению вязкой нефти из пласта.

Полученные данные являются научной основой для разработки комплексного физико-химического и микробиологического метода увеличения нефтеотдачи вязкой нефти низкотемпературных залежей.

Работа выполнена при финансовой поддержке Соглашения № 8360 Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы и гранта РФФИ № 11-03-92203-Монг_a.

Литература

1. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Ижевск, 2011. – 317 с.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Наука, 1995. – 196 с.
3. The Enzymes / Edited by Paul D. Boyer, third ed. – New York and London, 1971. – Vol. IV. – p. 1 – 21.
4. Горелова Ю.С. Ускоренный метод определения карбамида в водных, спиртовых и углеводородных растворах / Ю.С. Горелова, Р.М. Абзалов, П.Л. Ольков, Е.Ю. Горелова, Ф.С. Бактермиров // Заводская лаборатория, 1992. – № 11. – С. 14 – 16.
5. Большой практикум по микробиологии / под ред. Г.Л. Селибера. – М.: Высшая школа, 1962. – 491 с.

МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КОСВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

П.С. Дозморов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность целого ряда процессов порошковой технологии в различных отраслях промышленности, а также качество конечной продукции в значительной степени зависят от точности определения размеров частиц твердых компонентов, что вызывает необходимость совершенствования методов и устройств для определения гранулометрического состава [1]. Для определения гранулометрического состава дисперсных материалов используются множество методов, причем обработка результатов измерений проводится с помощью ряда аппроксимационных зависимостей [2]. В настоящей работе используется один из подходов применения метода Розина – Раммлера – Беннета путем преобразования получаемой информации в аппаратной части с целью создания алгоритма для машинной обработки данных о гранулометрическом составе. Рассмотрим эту задачу на примере метода слоевой седиментации частиц.

Способ седиментации частиц из стартового слоя [1] обеспечивает осаждение с одной высоты всех частиц анализируемой пробы порошка. В результате фиксируются все, даже самые крупные частицы, которые при обычных методах седиментационного анализа успевают достигнуть дна кюветы до начала измерений. Для реализации данного метода используется прибор «Весовой седиментометр ВС-4».

В идеальном случае с каждой осевшей частицей показания прибора должны увеличиваться, однако, как видно из рисунка 2, данная функция не является монотонно возрастающей, что объясняется искажением входной информации различными шумами. Поэтому первым этапом преобразования полученных данных является интерполяция.

Следующим шагом является построение функции распределения частиц по размерам $P(\delta)$. Данную функцию можно получить разными методами [2]. Для нашего исследования наиболее применимым является метод Розина – Раммлера – Беннета [3]. По этому методу кривые распределения размера частиц могут быть получены уравнением:

$$R(\delta) = e^{-\left(\frac{\delta}{\delta_e}\right)^a} \quad (1)$$

Для нахождения параметра a уравнение (1) дважды логарифмируем:

$$\ln \ln \left(\frac{1}{R}\right) = a \ln \delta + \ln b \quad (2)$$

Обозначим:

$$y = \ln \ln \left(\frac{1}{R}\right); x = \ln \delta; b = \ln b \quad (3)$$

Тогда уравнение (4) примет вид $y = ax + b$ – линейное уравнение. В этом уравнении известны пары (x_i, y_i) , $i = \overline{1, n}$, n – количество экспериментальных данных. Для нахождения a и b воспользуемся методом наименьших квадратов.

Функция двух переменных принимает наименьшее значение

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b))^2 \rightarrow \min \quad (4)$$

При данных a и b сумма квадратов отклонений экспериментальных данных от найденной прямой будет наименьшей [3].

Чтобы найти коэффициенты, находим частные производные функции по переменным a и b и приравняем эти производные к нулю. Полученная система решается методом Крамера и получаем формулы для нахождения коэффициентов по методу наименьших квадратов

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2} \quad \text{и} \quad b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (5)$$

Как видно из уравнений (3), для нахождения (x_i, y_i) необходимо знать размер частиц.

Вспользуемся уравнением в условиях динамического равновесия для движущейся частицы [1]:

$$\frac{dw}{dt} = g \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{мс}} \right) - \frac{\zeta \rho w^2}{2m} f \quad (6)$$

Уравнение (6) характеризует взаимодействие сил, в поле которых находится твердая частица или тело.

Если частица имеет шарообразную форму с диаметром δ и осаждается в поле силы тяжести, то для определения скорости осаждения необходимо ввести условия:

- среда, в которой происходит осаждение, неограниченна;
- осаждению частицы не мешают другие частицы;
- скорость осаждения постоянна.

В соответствии с последним условием $dw/dt=0$. При введении массы шарообразной частицы $m = (\pi \delta^3 / 6) \rho_{мс}$ и площади поперечного сечения частицы $f = \pi \delta^2 / 4$ в уравнение (6) получим:

$$w_{oc} = \sqrt{\frac{4(\rho_{мс} - \rho)g\delta}{3\rho\zeta}} \quad (7)$$

В приведенных выше уравнениях δ – диаметр осаждающейся частицы, м; $\rho_{мс}$ и ρ – плотности частицы и среды соответственно, кг/м³.

Таким образом, уравнение (7) показывает зависимости скорости осаждения от коэффициента сопротивления среды, который зависит от числа Рейнольдса $Re = w\delta/\nu$, где ν – кинематическая вязкость среды осаждения.

Рассматриваемые нами режимы осаждения частиц являются или ламинарным, или переходным. Отсюда изменяется коэффициент сопротивления среды.

В случае ламинарного режима осаждения ($Re < 2$) $\zeta = 24 / Re$.

Промежуточный режим обтекания в пределах изменения $2 < Re < 500$ характеризуется меньшей зависимостью сопротивления от критерия Рейнольдса: $\zeta = 18.5 / Re^{0.6}$.

Применим данную теорию для нахождения размера частиц. Нам известно $w = H / t$, где H – высота осаждения частиц, t – время осаждения частиц одного размера.

Подставим данное равенство в (7) и выразим время t . Получим

$$t = \sqrt{\frac{3H^2 \rho \zeta}{4g\delta(\rho_{мс} - \rho)}} \quad (8)$$

Подбирая размер частицы (с учетом коэффициента сопротивления среды), найдем такое время осаждения, которое совпадало бы со временем, полученным экспериментально.

Следуя данному методу, получим максимальный размер частиц в данном эксперименте. Поскольку показания прибора содержат скорость осаждения частиц, воспользуемся нормировкой униполярного показателя, выражающего только степень наличия некоторого качества (скорости), которое зависит от максимального и минимального показаний прибора.

Далее находим размер частиц для каждого значения показания прибора и времени его получения с учетом нормировки показания прибора. Каждое нормированное показание прибора дважды логарифмируем. По вышеописанному методу находим размер частицы, логарифмируем, получаем X_i из формулы (3).

Найдя, таким образом, все пары X_i, Y_i , подставим их в формулы (3) для нахождения a и b .

Таким образом, мы нашли коэффициенты для уравнения Розина-Раммлера-Беннета. Зная коэффициенты уравнения Розина-Раммлера-Беннета, можно найти следующие величины: медиану полученного распределения; удельную поверхность частиц; дифференциальное распределение частиц по размерам; интегральную функцию распределения частиц по размерам; массовую долю частиц по фракциям в процентном соотношении; количество частиц в процентном соотношении.

Представленный метод анализа гранулометрического состава с позиции преобразования получаемой информации с аппаратной части прибора является, на наш взгляд, наиболее применимым в качестве метода для алгоритмизации процедуры и аппаратной обработки данных измерений.

Литература

1. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов, 2000. – № 7 – С. 37 – 40.
2. Коузов П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. – 3е изд. Перераб. – Л.: Химия, 1987 – 264 с.
3. Линник Ю.В. Метод наименьших квадратов и основы математико-статистической теории обработки наблюдений, – Л.: Физматгиз, 1962. – 352 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИНЫ

А.С. Должиков, М.Н. Афанасьев, И.С. Зверева

Научный руководитель доцент А.В. Тютяев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В добывающей отрасли Российской Федерации уже ряд десятилетий идет постоянное падение среднего проектного коэффициента извлечения нефти (КИН), который с 51% в 1960 г. уменьшился до 35 % в 2000 г., а значение КИН за три последних пятилетних периода опустилось до 27 – 28%. Только за счет низкого КИН потенциальные извлекаемые запасы нефти в РФ уменьшились на 15 млрд. тонн. Более 70% нефти на разрабатываемых отечественных месторождениях остается в недрах. В Энергетической стратегии России заложен целевой ориентир повышения КИН с текущих 30% до 35 – 37% к 2030 году. Правительство РФ предлагает поддерживать нефтяные компании в применении дорогих технологий для повышения нефтеотдачи. Господдержка становится особенно актуальной в связи с тем, что на повестке дня стоит разработка мелких месторождений и месторождений вязкой нефти, рентабельность которых ниже действующих проектов. Только 35% запасов российской нефти можно добывать с использованием имеющихся традиционных технологий, остальное сырье относится к трудно извлекаемым запасам и требует применения особых способов добычи. Мировой опыт разработки залежей нефти высокой вязкости показал, что по соотношению стоимость – получаемый эффект, термическим методам альтернативы на данный момент не существует.

При нагнетании в пласт теплоносителя наблюдается увеличение нефтеотдачи пласта благодаря действию, в основном, следующих трех факторов:

- улучшения отношения подвижности нефти и воды;
- улучшения проявления молекулярно-поверхностных сил в пласте;
- тепловым расширением пластовых систем.

Дополнительным фактором, действующим в зоне пара, является дистилляция нефти. Относительно легкие фракции, оставшиеся после прохождения зон холодной и горячей воды, дистиллируются, часть из них уходит в более холодную зону и конденсируется. За счет дистилляции можно извлечь до 20% от запасов нефти.

Кроме того, дополнительным фактором повышения нефтеотдачи при применении теплоносителей, является растворимость воды в нефти, повышаемая с ростом температуры и давления. Наиболее применяемым термическим методом добычи высоковязких нефтей в России является метод циклической закачки пара. Циклическую закачку пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей их эксплуатацией. Цель этой технологии заключается в увеличении притока нефти к скважинам за счет снижения вязкости нефти, повышения забойного давления, облегчения условий фильтрации. Известно, что месторождение можно разработать только один раз, поэтому любая ошибка в этом процессе неисправима.

Однако, применяя метод моделирования, можно выполнить эту процедуру несколько раз и изучить различные варианты. Разработка пластов рассматриваемого месторождения ведется при значениях забойных давлений выше давлений насыщения нефти газом. Таким образом, моделируется процесс фильтрации слабосжимаемых жидкостей в слабосжимаемой пористой среде. Поэтому был использован стандартный набор констант: коэффициентов сжимаемости нефти, воды и породы, газового фактора, объемного коэффициента, вязкости нефти и воды в пластовых и плотности их в поверхностных условиях для каждого пласта. Начальное распределение нефтенасыщенности рассчитывалось по данным цифровой геологической модели, которые в свою очередь были получены в результате обработки каротажных диаграмм. Начальное распределение давления строилось как функция глубины и насыщенности согласно действию гравитационно-капиллярных сил по известному начальному пластовому давлению на абсолютной глубине ВНК объекта разработки.

Границы расчетных областей задавались непроницаемыми, т.к. залежи нефти включались в модель полностью вместе с частью законтурной области. При этом моделирование водонапорных систем пластов осуществлялось различными методами:

- увеличением порового объема приграничной водонасыщенной части пласта;
- заданием «точечных аквиферов» – водонасыщенных ячеек с увеличенными поровыми объемами в необходимых областях моделей, что особенно актуально при адаптации моделей с небольшим масштабом осреднения по вертикали и для моделей пластов, характеризующихся высокой расчлененностью по вертикали и прерывистостью в плоскости.

Для моделирования работы скважин вводились следующие исходные данные:

1. Номер скважины, ее координаты на разностной сетке, принадлежность к группе по критериям управления или по поднятиям.

2. Радиус скважины.

3. Режим работы скважин – для добывающих скважин задавался дебит жидкости и минимально допустимое забойное давление. Дебиты вводились помесечно.

4. Работающие прослои модели определялись согласно конкретным датам проведения перфорации, дострела и изоляции пластовых интервалов.

Первым шагом моделирования после создания гидродинамической модели с заданными параметрами сетки и заполнения ее соответствующими физическими свойствами флюидов и фильтрационно-емкостными параметрами коллекторов, содержащих эти флюиды, является адаптация параметров на основе существующей истории разработки. При адаптации работа скважин воспроизводилась в режиме заданных отборов жидкости.

В качестве входных данных были заданы среднемесячные дебиты жидкости, учитывался нижний допустимый предел забойных давлений для добывающих скважин. По данным истории разработки в гидродинамических расчетах при воспроизведении истории разработки модифицировались относительные фазовые проницаемости, полученные при лабораторных исследованиях.

Адаптация параметров модели проводилась за весь период разработки моделируемого объекта. С использованием построенной гидродинамической модели были проведены расчеты технологических показателей вариантов разработки пласта 1 месторождения. При проведении прогнозных расчетов для добывающих скважин задавался дебит жидкости и минимально допустимое забойное давление. Были рассчитаны варианты разработки пласта с закачкой горячей воды в нагнетательные скважины и пароциклического прогрева призабойной зоны добывающих скважин. Тепловые воздействия на высоковязкие нефти данного пласта приводят к уменьшению вязкости и повышению проводимости пластов.

Пароциклическое воздействие на призабойную зону (ПТОС) повышает продуктивность эксплуатационных скважин и дебиты жидкости. Температура на поверхности забоя скважин достигает 120°C. Последующая полугодовая эксплуатация скважин опять снижает температуру забоя. Последующая новая обработка забоя паром в течение недели снова очищает забой.

Все повторяется до предельной обводненности скважины, когда пароциклическая обработка становится неэффективной. Результаты применения ПТОС с различными параметрами приведены в таблице.

Таблица

Результаты применения ПТОС с различными параметрами

Показатель	1 цикл	2 цикл
Эффективная толщина пласта, м	24	24
Продолжительность цикла, сут	188	192
Закачено пара, тонн	567	1275
Удельная закачка пара, тонн/м толщины	23	52
Время закачки, сут	31,5	32
Приемистость, т/сутки	18,0	39,8
Продолжительность пропитки, сут	6	5,8
Продолжительность отработки скважины, сут	151	154
Дебит после обработки, т/сутки	2,6	4,2
Накопленная добыча, м3	397	1050
Добыча за цикл, м3	397	653
Дополнительная добыча нефти, тонн	-137	48
ПНФ (тонн пара/м3 доп. добычи нефти), тонн/м3	-4,1	26,6
Накопленная базовая добыча, тонн	534	1002
Дебит до обработки, т/сутки	2,8	2,6

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Н. Дурягин

Научный руководитель профессор К.В. Стрижнев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

При активном использовании систем поддержания пластового давления (ППД) в продуктивном пласте могут оставаться обширные зоны, нетронутые заводнением. Для предотвращения этого используют технологии выравнивания профиля приемистости. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин направлено на перераспределение фильтрационных потоков с целью изоляции высокопроницаемых, а также подключение в разработку низкопроницаемых интервалов пласта. Достаточно широкий спектр потокоотклоняющих композиций обусловлен тем, что все месторождения различны по своим геологическим, термобарическим и фильтрационно-емкостным свойствам, а значит, нельзя подобрать какой-то один универсальный состав [1]. В связи с этим встает вопрос адаптации потокоотклоняющих составов к конкретным условиям месторождения и подбора оптимальной концентрации реагентов.

Вязкоупругие составы (ВУС) применяются для ограничения и изоляции водопритока в неоднородных по проницаемости пластах с непроницаемыми или слабопроницаемыми пропластками (литологическими перемычками) между продуктивными интервалами с целью ликвидации прорывов и изоляции притока пластовых и закачиваемых вод, выравнивания профиля приемистости, перераспределения фильтрационных потоков, а также используется для ликвидации заколонных перетоков. Применяются на терригенных и карбонатных коллекторах нефтегазовых месторождений с проницаемостью свыше $0,05 \text{ мкм}^2$. Технология ВУС реализуется путем установки в призабойной зоне пласта обводненной добывающей скважины гидроэкрана с объемом ВУС от 25 до 200 м^3 (для нагнетательных скважин от 100 до 600 м^3) в зависимости от мощности и проницаемости обводненного пласта, наличия открытых трещин и др. В качестве гелеобразующих составов для изоляционных работ используются композиции на основе водорастворимых полиакриламидов (сополимеров акриламида с акриловой кислотой), водных растворов полимера, растворителя технических, пластовых, пресных вод используемых в системах поддержания пластового давления и реагента-сшивателя (соль трехвалентного хрома) [2].

Адаптация вязкоупругих составов (подбор оптимального состава) и исследования их влияния на образцы керна меловых отложений Ноябрьского региона проводились в два этапа на базе лаборатории повышения нефтеотдачи пласта кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Горного университета с использованием следующего оборудования:

- Система для оценки повреждения пласта FDES 645 (Coretest System);
- Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1;
- Автоматизированный пермеатр-поризиметр AP-608.

Первый этап включал в себя приготовление композиций, проведение реологических исследований, на основании которых определялся оптимальный состав и концентрация реагентов. На втором этапе осуществлялись фильтрационные исследования, оценивалась технологическая эффективность составов.

Для реологических исследований было приготовлено четыре вязкоупругих состава с различным содержанием полиакриламида с шагом по концентрации $0,2 \%$. В процессе проведения динамических испытаний (рисунок 1), задавалась определенная амплитуда изменения напряжения сдвига τ_0 и частота колебаний, определялся угол сдвига фаз δ и максимальная деформация γ_0 . Снижение угла сдвига фаз характеризует переход жидкости из состояния, близкого к ньютоновской жидкости, в состояние, близкое к идеально твердому телу (гелеобразное состояние). Стабилизация значений угла сдвига фаз во времени означает окончание процесса активного структурообразования.

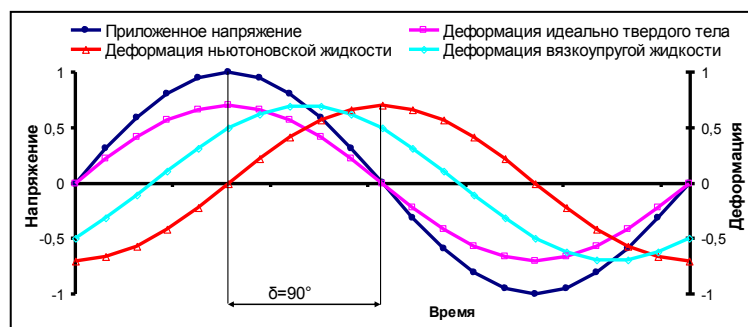


Рис. 1 Динамические испытания для ряда типичных тел

Реологические исследования позволили определить оптимальный состав композиции ВУС. Исходя из реологических и прочностных характеристик составов, для дальнейших фильтрационных исследований выбрана композиция с напряжением сдвига после гелеобразования равным 156 Па [3], временем сшивки 45 минут, что достаточно для закачки в пласт. Кроме того, выбранный состав имеет малую эффективную вязкость при

температуре 20°C и скорости сдвига 130 с⁻¹ (22,8 мПа·с), что способствует снижению гидравлических сопротивлений при прокачивании состава через насосно-компрессорные трубы и продавливании в пласт (Рис. 2).

Высокое значение напряжения сдвига образовавшегося геля обуславливает значительную прочность создаваемого изоляционного экрана и эффективное выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Эффективность потокоотклоняющих технологий оценивалась на основании лабораторных фильтрационных исследований по влиянию гелеобразующих составов на проницаемость водонасыщенных образцов керна, моделирующих породу-коллектор нагнетательных скважин. Основным определяемым параметром является фактор остаточного сопротивления керна после обработки гелеобразующим составом:

$$R = \frac{k_1}{k_2}, \quad (1)$$

где R – фактор остаточного сопротивления, ед.; k_1 – проницаемость образца керна до закачки гелеобразующего состава, мкм²; k_2 – проницаемость образца керна после закачки гелеобразующего состава, мкм².

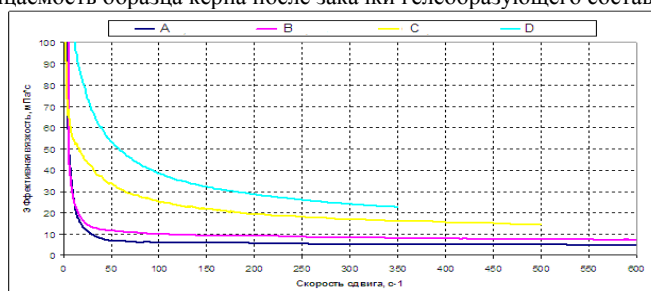


Рис. 2 Реологические кривые состава ВУС с различной концентрацией полиакриламида при 20 °С

Исследуемый состав показал хорошие результаты. Проницаемость по воде керна после закачки вязкоупругого состава и выдержки его при термобарических условиях в течение 24 часов снизилась в 38 раз, что позволяет говорить о высокой эффективности используемой композиции. Таким образом, проведенные реологические исследования на установке Rheotest позволили определить оптимальный состав и концентрацию компонентов композиции ВУС, что позволит добиться наибольшего технологического эффекта при наименьших финансовых затратах. На образцах керна, с соблюдением термобарических условий, поставлен ряд фильтрационных экспериментов, подтвердивших высокую прочность геля и его способность снижать проницаемость по воде. В ходе проделанной работы разработана методика по подбору потокоотклоняющих композиций и адаптации их к геологическим условиям месторождения, определен оптимальный состав вязкоупругой композиции. На основании проведенных лабораторных исследований можно сделать вывод о том, что применение предлагаемой композиции положительно скажется на показателях разработки нефтяных месторождений с высокой обводненностью и низким коэффициентом извлечения нефти.

Литература

1. Петров Н.А. Ограничение водопритока в нефтяные скважины. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 65 с.
2. Петров Н.А. Ограничение притока воды в скважинах / Н.А. Петров, А.В. Кореняко, Ф.Н. Янгиров, А.И. Есипенко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 65 с.
3. Шрам Г. Основы практической реологии и реометрии / Г. Шрам. – Пер. с англ. И.А. Лавыгина / Под. ред. В.Д. Куличихина. – М.: Колос, 2003. – 312 с.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТА ФОРМЫ ЧАСТИЦ

Г.А. Еремян, П.С. Дозморов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Гранулометрический состав является основополагающей характеристикой осадочных горных пород, позволяющей провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить емкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов [3]. Также измерения состава используются во многих областях. Практическое значение имеют в решении экологических задач, в фармацевтике, строительстве, бурении и во многих других отраслях. Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходимо создание метода, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапазоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород.

Этим условиям наиболее полно удовлетворяет сочетание методов микроскопического и седиментационного анализа размеров частиц [2]. В настоящей работе предпринята попытка повышения

точности и достоверности гранулометрического анализа осадочных горных пород путем комплексирования результатов измерений, включающего измерения одного и того же образца породы методами оптической микроскопии и весовой седиментации. В разрабатываемой методике нами были введены коэффициенты, учитывающие форму частиц. По итогам работы проведено сравнение результатов комплексирования с гранулометрическим составом того же образца, полученным с использованием лазерного дифракционного анализатора размеров частиц Malvern Mastersizer 2000.

Исследования заключались в изучении гранулометрического состава подситовой фракции пробы измельченного электроимпульсным методом зерна нефтесодержащей породы параллельно на микроскопе и весовом седиментометре. Для микроскопического анализа использовался современный компьютеризированный микроскоп фирмы «Олимпус» с программным обеспечением, позволяющим сохранять изображения проб и систематизировать частицы по размерам.

Дополнительно к штатному программному обеспечению «Image Scope S» разработана методика обработки результатов микроскопического анализа в среде MS Excel, обеспечивающая представительность и точность анализа. Методика основана на постоянном накоплении количества и размеров анализируемых частиц в пробе и расчете основных параметров, характеризующих гранулометрический состав. При этом рассчитываются среднеквадратичные отклонения указанных параметров и при достижении их постоянства в указанных пределах результаты анализа считаются достоверными [1]. В соответствии с изложенной методикой проведен микроскопический анализ подситовой фракции измельченного зерна с оценкой относительных погрешностей определения процентного содержания каждой фракции. Также произведен корреляционный анализ для выявления характера зависимости относительной погрешности от количества измеренных частиц. Эта операция позволяет оптимизировать столь трудоемкий процесс измерения микроскопом. Далее тот же образец зерна был проанализирован с помощью седиментометра. На рис. 2 представлены рассчитанные относительные погрешности, которые дают приборы для каждой фракции. Опираясь на эту диаграмму, можно сделать некоторые выводы об истинном конечном распределении частиц.

Увеличение погрешности седиментометра, скорее всего, происходит вследствие увеличения скорости осаждения частиц с ростом их размера и нарушения закона Стокса, так как появляются признаки турбулентности течения. Микроскоп дает меньшие погрешности для всех фракций, кроме первой. Это можно объяснить недостаточным разрешением микроскопа для размеров этой фракции. Также микроскопический анализ очень субъективен при ручном подсчете. Результаты исследований одного и того же образца разными операторами могут сильно отличаться друг от друга. Эту проблему помогут решить комплексы на базе автоматизированного микроскопа и ПО для обработки изображений. В случае анализа достаточного количества частиц можно избежать субъективизма оператора и получить чрезвычайно полезную количественную информацию.

Все расчеты выполнялись на основе модели о шарообразной форме частиц. Для того чтобы сформулировать конечный результат комплексного анализа необходимо ввести коэффициент, учитывающий отклонение формы частиц образца от шарообразной. Для последующих расчетов мы перешли от модели шарообразной частицы к модели сфероидальной формы частицы. Коэффициент сферичности мы рассчитали исходя из измеренного на седиментометре времени осаждения определенной фракции размеров частиц и среднего размера частиц той же фракции, измеренного на микроскопе. Приравняв объем шара, эквивалентного по скорости осаждения объему сфероида, определенному при помощи микроскопа был произведен подбор второго измерения сфероида по формуле:

$$\frac{4}{3}\pi\delta_{ш}^3 = \frac{4}{3}\pi \cdot a^2 c, \quad \delta_{ш} = 2\sqrt[3]{a^2 \cdot c},$$

где $\delta_{ш}$ - радиус шара, а – радиус полуоси сфероида, равной второй его полуоси, с – радиус третьей полуоси сфероида.

Результаты обоих анализов, а также сформулированный нами конечный результат комплексного анализа с учетом коэффициента сферичности представлены на рис.3.

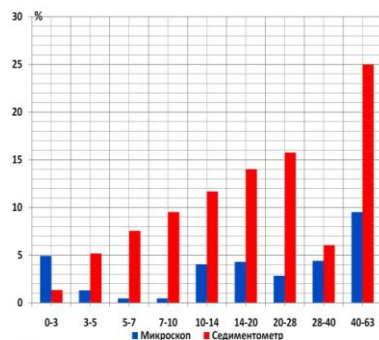


Рис. 2 Относительная погрешность по фракциям

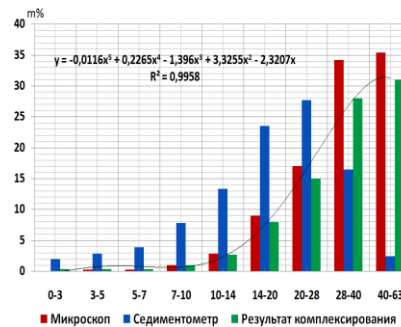


Рис.3 Относительное массовое распределение частиц

Как видно из представленных результатов исследований, данные микроскопического и седиментационного анализов одной пробы материала существенно различаются. Результаты гранулометрического анализа после введения коэффициента сферичности дают основание полагать, что седиментометр нуждается в дальнейшем усовершенствовании как в аппаратной части, так и в программном обеспечении. На рис.3 приведена линия тренда, описывающая конечное полученное по нашей методике распределение.

Сравнивая его с результатами, полученным с использованием лазерного дифракционного анализатора размеров частиц Malvern Mastersizer 2000, можно заметить значительные сходства в относительном массовом распределении частиц в исследуемом нами диапазоне размеров частиц (Рис. 4).

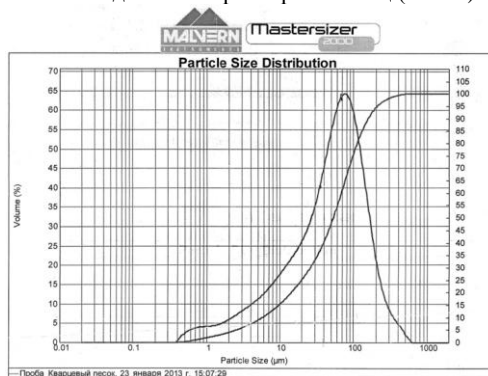


Рис.4 Относительное массовое распределение частиц, полученное с использованием лазерного дифракционного анализатора размеров частиц Malvern Mastersizer 2000

Таким образом, с помощью введения модели сфероидальной формы частицы, а также компенсации погрешностей одного прибора другим, нам удалось повысить достоверность гранулометрического анализа. В дальнейшем планируется увеличить точность анализа путем использования эллипсоидальной модели формы частицы. Глобальной целью наших исследований является разработка высокоточного программно-аппаратного комплекса анализа гранулометрического состава горных пород на основе корреляции микроскопических и седиментационных исследований размеров частиц. Также планируется усовершенствовать разрабатываемую методику с помощью подключения метода лазерной дифракции.

Литература

1. Еремян Г. А. Методика анализа гранулометрического состава осадочных горных пород// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIV Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2010. – Т.2. – С. 74 – 76.
2. Квеско Н.Г., Росляк А.Т., Дергунов А.С. Анализ гранулометрического состава горных пород и буровых растворов на основе слоевой седиментации //Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: VI Всероссийская научная конференция. – Томск: ТГУ, 2008. – С. 379 – 380.
3. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин// Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 156 с.

МЕТОД ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО И ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Н.А. Заворохин

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Разработка месторождений высоковязкой нефти обычными методами с применением в качестве вытесняющих агентов холодной воды, газа и воздуха не дает положительного экономического эффекта. Природные естественные изотермические условия не обеспечивают необходимой подвижности нефти при фильтрации по пласту и притоке ее к добывающим скважинам [1]. Вследствие высоких вязкостных соотношений нефти и вытесняющего агента происходит быстрый прорыв вытесняющих агентов по высокопроницаемым зонам пласта, что приводит к частичному охвату заводнением разрабатываемых пластов. Технологически наиболее эффективным, доступным и быстро окупаемым методом, при котором достигается коэффициент нефтеотдачи 30-35 %, является циклический метод паротепловых обработок скважин [2]. Основными недостатками этого метода являются цикличность добычи нефти и невозможность применения горизонтальных скважин из-за неравномерности распределения температуры и соответственно теплоносителя по горизонтальному участку ствола скважины.

Техническим результатом работы является уменьшение материальных затрат на бурение скважин и их эксплуатацию при одновременном увеличении коэффициента нефтеотдачи месторождений высоковязкой нефти.

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения высоковязких нефтей показали, что наиболее эффективными оказались методы, сочетающие горизонтальные скважины с парогравитацией [3]. Все известные методы парогравитационного воздействия на пласт предполагают близкое расположение (3 – 5 м) горизонтальных стволов нагнетательных скважин от горизонтальных стволов добывающих скважин. Эти методы не устраняют основной недостаток «ограниченность и неравномерность прогрева пласта».

Участок залежи высоковязкой нефти с зонально-неоднородным по проницаемости коллектором разбуривается редкой сеткой добывающих скважин с двумя горизонтально-разветвленными стволами и нагнетательных скважин, горизонтальные участки стволов которых располагаются выше горизонтально-разветвленных стволов добывающих скважин. На ответвлениях боковых стволов добывающих скважин установлены клапаны, которые позволяют при непрерывной эксплуатации добывающих скважин осуществлять циклическую поинтервальную выработку продуктивного пласта.

Равномерность распределения температуры, а соответственно теплового поля по всей длине горизонтальных участков стволов добывающих и нагнетательных скважин обеспечивается за счет дополнительного электрического нагрева. В качестве электронагревателя используется непосредственно хвостовик, представляющий соединенные между собой резьбовым уплотнением перфорированные насосно-компрессорные трубы, через который пропускают электрический ток промышленной частоты. При пропускании электрического тока через хвостовик, который выполняет роль активного сопротивления, в нем выделяется тепловая энергия, которая равномерно распределена по всей длине хвостовика.

Это позволяет: во-первых, вокруг хвостовика-электронагревателя по всей его длине создать равномерное тепловое поле; во-вторых, дополнительно равномерно по всей длине хвостовика-электронагревателя подогреть пар до необходимой температуры перед нагнетанием его в пласт; в-третьих, отбор нефти только из одного горизонтального ствола добывающей скважины позволяет осуществить циклическую поинтервальную выработку продуктивного пласта; в-четвертых, значительно увеличить расстояние между горизонтальными стволами добывающих и нагнетательных скважин.

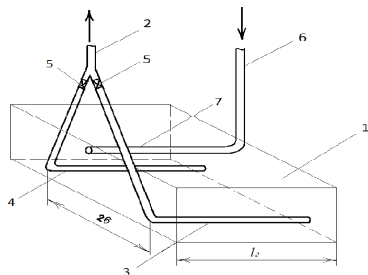


Рис. 1 Расположение горизонтального участка ствола нагнетательной скважины и горизонтальных участков стволов добывающей скважины в продуктивном пласте

Принципиальная схема расположения горизонтального участка ствола (хвостовика-электронагревателя) нагнетательной скважины и горизонтальных участков стволов (хвостовиков-электронагревателей) добывающей скважины приведена на рис. 1. Конструкция добывающей скважины 2 имеет два горизонтально-разветвленных ствола 3 и 4, представляющих собой перфорированные хвостовики-электронагреватели. На ответвлениях боковых стволов добывающей скважины установлены клапаны 5, которые позволяют поочередно осуществлять добычу нефти из одного ствола скважины. Конструкция нагнетательной скважины 6 отличается от обычной горизонтальной скважины тем, что ее горизонтальный участок 7, расположенный в области продуктивного пласта 1, представляет собой хвостовик-электронагреватель.

На рис. 2 показано распределение тепловых полей в продуктивном пласте вокруг горизонтального ствола нагнетательной скважины и двух горизонтальных стволов добывающей скважины. Обозначения, приведенные на рис. 2: 1 – продуктивный пласт; 3 – первый перфорированный хвостовик-электронагреватель; 4 – второй перфорированный хвостовик-электронагреватель; 7 – хвостовик-электронагреватель нагнетательной скважины; 8 – кровля продуктивного пласта; 9 – подошва продуктивного пласта; 2σ – расстояние между хвостовиками-электронагревателями добывающей скважины; L – расстояние между хвостовиком-электронагревателем нагнетательной скважины и хвостовиком-электронагревателем добывающей скважины; штриховой линией показаны области пласта, подверженные тепловому воздействию.

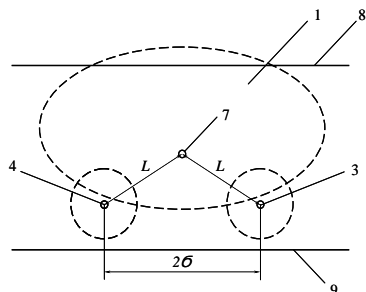


Рис. 2 Распределение тепловых полей в продуктивном пласте вокруг нагнетательного ствола и двух стволов добывающей скважины

Температура хвостовиков-электронагревателей поддерживается постоянной и составляет 150 °С. При нагнетании пара в пласт вводится большое количество энергии благодаря скрытой теплоте парообразования. Поэтому область продуктивного пласта, подверженная тепловому воздействию за счет нагнетания пара через нагнетательную скважину, значительно превышает области продуктивного пласта, подверженные тепловому воздействию вокруг хвостовиков-электронагревателей добывающей скважины. Так как кровля пласта плохо проводит тепловую энергию, то происходит боковое расширение области теплового воздействия вдоль кровли пласта за счет нагнетания пара. За счет взаимодействия тепловых полей вокруг нагнетательной и добывающей скважин температура области пласта между горизонтальным

участком нагнетательной и горизонтальными участками добывающей скважин значительно превышает температуру пласта, не подверженного тепловому воздействию.

Отбор жидкости добывающей скважиной осуществляется непрерывно, но из одного горизонтального ствола скважины. При подключении ствола 3 за счет гидродинамической связи области пласта, подверженной тепловому воздействию нагнетательной скважины, и области пласта, подверженной тепловому воздействию горизонтальным участком ствола 3 добывающей скважины, происходит вытеснение нефти в ствол 3 добывающей скважины.

Если в процессе эксплуатации скважины дебит жидкости уменьшается, т.е. нагнетательная скважина не обеспечивает восстановление давления в области пласта, дренируемой стволом 3, или происходит резкое увеличение обводненности добываемой продукции, т.е. нагнетаемый пар достиг ствола 3 добывающей скважины, то отбор жидкости из ствола 3 прекращают. Подключают ствол 4 и производят отбор жидкости из этого ствола. За время отбора жидкости из ствола 4 в области дренирования пласта стволом 3 протекают процессы восстановления пластового давления и противоточной капиллярной пропитки малопроницаемых зон и вытеснения из них нефти в хорошо проницаемые зоны пласта.

Последовательная поинтервальная выработка части продуктивного пласта с многократным повторением циклов позволяет повысить охват заводнением малопродуктивных зонально-неоднородных по проницаемости пластов и увеличить равномерность выработки подвижных запасов нефти из них. Применение хвостовика-электронагревателя в горизонтальных скважинах при разработке нефтяных месторождений высоковязкой нефти позволяет существенно увеличить эффект паротеплового воздействия на пласт. Повышение производительности горизонтальных скважин, уменьшение затрат на бурение скважин и их эксплуатацию столь существенны, что экономическая эффективность значительно превышает материальные затраты на дополнительный нагрев призабойной зоны пласта с помощью хвостовиков-электронагревателей.

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 343 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
3. Муслимов Р.Х. Стратегия развития нефтебитуменного комплекса Татарстана в направлении воспроизводства ресурсной базы углеводородов /Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П. и др. //Нефть. Газ. Новации, 2012. – № 2. – С. 21 – 29.

РАСЧЕТ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

И.С. Зверева, А.С. Должиков

Научный руководитель доцент А.В.Тютяев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Для обеспечения расчетов тепловых процессов в нефтегазовом деле требуются знания не только отдельных составляющих пластовых систем, но пластовой жидкости, скважинной продукции и горных пород, насыщенных различными флюидами. Пластовая жидкость или скважинная продукция может быть представлена как смесь из отдельных составляющих: разгазированной нефти, природного (нефтяного) газа и минерализованной воды.

Основной составляющей пластовой жидкости для нефтяных месторождений является разгазированная нефть (НР), которая является сложной смесью химических, в том числе высокомолекулярных, соединений.

Таблица 1

Состав выделившегося газа

Название углеводорода	Выделившийся газ в массовых долях	Выделившийся газ в мольных долях
Сероводород	0,03154	0,0326
Углекислый газ	0,06621	0,053
Азот	0,26068	0,3238
Гелий	0,00006	0,00053
Метан	0,05459	0,1199
Этан	0,14503	0,1699
Пропан	0,20526	0,164
Изобутан	0,04554	0,0276
Н-бутан	0,1079	0,0654
Изопентан	0,04301	0,021
Н-пентан	0,02458	0,012
Гексаны	0,01566	0,0064
Гептаны	0	0

Теплофизические свойства разгазированной нефти определяются экспериментально и аналитически с примерно одинаковой погрешностью. С достаточной точностью значение удельной изобарной теплоемкости разгазированной нефти при стандартных условиях можно определить в зависимости только от данных типового исследования скважин: плотности ρ и содержания парафина в нефти n . Для определения указанных величин рекомендуется использовать следующие расчетные соотношения [1]:

$$c_{p,нр} = 3364 - 1,707 \cdot \rho + 4,089 \cdot n,$$

Природный и нефтяной газ представляют собой многокомпонентную смесь. Как показано в исследованиях отечественных и зарубежных ученых, теплофизические свойства смеси газов определяются аналитически с приемлемой погрешностью.

Данных типового исследования нефти (плотность газа при стандартных условиях и молярные доли компонентов растворенного газа) достаточно для прогноза теплофизических свойств.

Для расчёта теплофизических свойств газа обычно используется методика, предложенная в работе [2], представляющая правило аддитивности для расчёта теплоёмкости. В табл. 3 и 4 представлены результаты расчёта теплоёмкости газовой смеси в соответствии с исследованиями конкретной скважинной продукции (табл.1) и пластовой жидкости с заданными параметрами (табл.2).

Таблица 2

Величины, необходимые для расчёта теплоёмкости пластовых флюидов

Масса растворённых солей в воде:	г/л	Gс=	0,69
Содержание парафина в нефти:	доли	n=	0,5
Плотность дегазированной нефти:	кг/м ³	ρнд=	756
Содержание нефти:	доли	=	0,8
Содержание газа:	доли	=	0,1
Содержание воды:	доли	=	0,1

Таблица 3

Теплоёмкость смесигазов

[Дж/моль*К]		[Дж/(кг*С)]	
При T=298К	При T=400К	При T=298К	При T=400К
51,75	62,04	1473,33	1765,63

Таблица 4

Расчёт теплоёмкости пластовых флюидов

Пластовая вода:	Срв=	4177,86	[Дж/(Кг*С)]
Дегазированная нефть:	Ср нд=	3364	[Дж/(Кг*С)]
Пластовая нефть с газом:	Ср н+г=	2838,53	[Дж/(Кг*С)]
Пластовая жидкость (Н+В):	Ср пв=	2972,47	[Дж/(Кг*С)]

Литература

1. Купцов С.М. Теплофизические свойства пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 205 с.
2. Р.Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей. 3-е издание, переработанное и дополненное. – Л.: Химия, 1982.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ ОЦЕНКИ И ВЫБОРА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Е.Н. Иванов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Планирование применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является сложной задачей, требующей комплексного подхода при ее решении. Однако решение задач проектирования связано с рядом вопросов, которые нуждаются в исследовании и ответах. В данной работе обсуждаются вопросы оценки эффекта

проведенных мероприятий и выбора современных МУН. По первому вопросу оценки эффекта МУН предложены методические рекомендации для получения достоверных и воспроизводимых результатов. По вопросу выбора оптимальных технологий для конкретных геолого-физических условий пласта разработан новый программный комплекс «Матрица применимости МУН». Рассмотрим данные темы более детально.

Вопрос оценки эффекта методов увеличения нефтеотдачи

В специализированном ПО оценка эффекта МУН часто реализуется в виде модуля, в котором задается базовый интервал, подбирается приемлемое уравнение аппроксимации и рассчитывается дополнительная добыча. Однако, данная методика является предметом активных споров в связи с двумя аспектами: подход к выбору объекта анализа и проблема выбора уравнения для экстраполяции (Казаков А.А., 2003). Оценка эффекта МУН может быть проведена для группы скважин в целом, либо для каждой скважины в отдельности. Существующий стандарт [1] предписывает проводить групповой анализ, который требует меньше временных затрат, позволяет учесть интерференцию и уменьшить влияние погрешности измерений. На основании проведенного исследования предложено использовать поскважинный анализ, который имеет ряд преимуществ перед групповым. Данный анализ позволяет значительно уменьшить погрешность при подборе уравнения аппроксимации, поскольку для каждой скважины уравнение подбирается индивидуально в зависимости от характера ее работы, тогда как в групповом анализе нужно подобрать одно уравнение для описания всей группы скважин в совокупности. Расхождение в оценке за счет неопределенности при выборе уравнения аппроксимации при поскважинном анализе значительно меньше, чем при групповом. Также существенным является подбор кривых аппроксимации в соответствии с текущей обводненностью продукции скважины. При обводненности менее 50% предпочтительнее использовать дифференциальные формы уравнений, в интервале от 50 до 80% лучше показывают себя интегральные формы уравнений. В остальных случаях могут быть использованы уравнения аппроксимации любой формы. Данная рекомендация не соблюдается при групповом анализе скважин с разной обводненностью. Для процедуры подбора уравнения автором рекомендовано учитывать наличие флуктуаций дебита или обводненности. Также показано, что возможно добиться лучшей аппроксимации путем увеличения базового периода до 3-4 лет (в существующей методике указано 2 года), что позволяет снизить влияние эффекта от предшествующих МУН на результат проведения последней обработки. Для подтверждения корректности предложенного поскважинного подхода нами проведено сравнение результатов оценки эффекта закачки модифицированных шитых полимерных систем методом кривых падения и по секторной модели для участка месторождения «Х» Томской области. Модель, садаптированная на момент проведения МУН (10.06.2009 г.) была запущена на прогноз до момента оценки эффекта (01.05.2010г.). Результаты оценки показали большее сходство результатов поскважинного анализа (эффект от МУН – 10935т.) и моделирования (12165т.) и различие результатов группового анализа (17498т.).

В результате проведенной работы были выявлены слабые стороны существующей методики оценки. Для получения более точных результатов оценки эффекта МУН предложена методика поскважинного анализа, которая включает дополнительные критерии выбора реагирующих скважин и подтверждается результатами секторного моделирования.

Вопрос выбора методов увеличения нефтеотдачи

По второму вопросу можно отметить, что большинство специальных программ для выбора МУН успешно развивается и применяется за рубежом: SWORD, EORgui, SelectEOR (В. Альварардо, Э. Манрик, 2011). Но использование зарубежных программ затруднено для месторождений Западной Сибири по причинам: отсутствия во многих компаниях внутренних БД проектов применения МУН в мире и в России; ориентированность технологий на применение в условиях малых участков залежей; немногочисленности методов, которые включают в себя в основном физико-химические воздействия.

Это обуславливает необходимость в развитии методологии выбора и аналитического моделирования МУН в регионах.

Одной из программ, развиваемой для скрининговых исследований месторождений Западной Сибири (Томской области), является «Матрица применимости МУН» [2]. Программа разработана по типу экспертной системы на языке программирования С# в MS Visual Studio 2010 и включает:

- Базу знаний, которая содержит геолого-физические свойства и краткие результаты использования МУН на зарубежных и российских месторождениях, более чем по 500 проектам в период с 1994г по 2010г, критерии применимости, структурированную информацию о МУН [3];
- Решатель, модуль программы, выполняющий логический вывод из базы знаний;
- Визуализатор для отображения графической и текстовой информации.

Отличительной особенностью данного аналитического инструмента является возможность обновления базы знаний данными по проектам МУН, а также внесения дополнительных технологий увеличения нефтеотдачи. За счет данных преимуществ, можно ввести понятие постоянно-действующей аналитической модели, схема которой представлена на рисунке (рис.1). Основная суть в том, что база данных может быть дополнена информацией в зависимости от НИОКР следующими составляющими:

1. Целевые технологии, позволяющие учитывать новые технологические разработки;
2. Новые проекты МУН, обеспечивающие актуализацию фактических данных из практики крупных и малых нефтегазовых компаний;
3. Новые знания для систематизации информации по методам увеличения нефтеотдачи.

Таким образом, модель может быть обновлена перед каждым новым проектом разработки.

В создание модели входит обычный и детальный скрининг (отбор) для многочисленных вторичных и третичных МУН. Обычный скрининг осуществляется по схеме: ввод входных данных о резервуаре;

сопоставление данных с критериями для каждого метода; расчет критериальных параметров по нечеткой логике в пределах от -1 до 1 ; расчет общего коэффициента применимости технологии. Коэффициент применимости может варьироваться в фиксированном интервале, а его границы могут быть изменены за счет настроек программы. По умолчанию интервал закреплён границами от -2 до 2 и в свою очередь может быть разбит на субинтервалы по степени применимости.

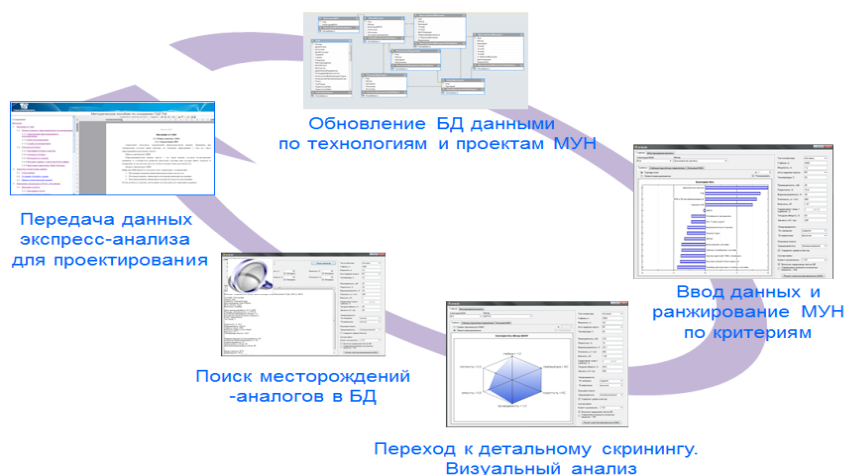


Рис.1 Разработанная схема постоянно-действующей аналитической модели

После вычисления общих коэффициентов применимости, в итоге, можно проранжировать методы по степени их применимости к конкретным условиям коллекторов. Рассчитанные коэффициенты выносятся на график «методы – коэффициенты». Дальнейшая процедура перехода к детальному скринингу может включать в себя построение различных аналитических графиков и использование модуля интеграции знаний по МУН с возможностью просмотра критериев применимости, краткого описания методов и их ограничений. Детальный скрининг в программе осуществляется путем поиска и сравнительного анализа месторождений-аналогов по применяемым методам, и использования опыта предшествующей разработки. Нужно отметить, что для данного этапа выработана специальная опциональная методика для поиска аналогов. Поиск производится по 6 критическим параметрам: глубина, температура, проницаемость, пористость, вязкость, плотность. В программе также реализуются: внесение дополнительных методов для учета новых разработок; актуализация БД по проектам МУН; расширение базы знаний для систематизации информации МУН. Рассмотрены вопросы проектирования современных методов увеличения нефтеотдачи. Предложенные модификация методики оценки эффекта МУН, а также программный комплекс для выбора технологий дают возможность усовершенствования этапов проектирования МУН на месторождениях Западной Сибири.

Литература

1. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: РМНТК «Нефтеотдача». 1993. – 44 с.
2. Иванов Е.Н., Росляк А.Т. Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири // Георесурсы. 2012. – №6. – С.19 – 22.
3. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Росляк А.Т., Сивов Ю.А. База данных «Мировые и отечественные проекты МУН»: Свид-во о гос. регистрации № 2012620655, 2012.
4. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Сивов Ю.А., Росляк А.Т. Программа для ЭВМ «Матрица применимости МУН»: Свид-во о гос. регистрации №2012660944, 2012.

РАЗРАБОТКА МАЛОПРОДУКТИВНОГО МНОГОСЛОЙНОГО НЕФТЯНОГО ПЛАСТА СИСТЕМОЙ ВЕЕРНЫХ СКВАЖИН

Д.Р. Исламов

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, характеризующиеся высокой послойной неоднородностью и обладающие низкой продуктивностью, не вводят в промышленную разработку по причине экономической неэффективности их извлечения по применяемой стандартной технологии. Для ввода низкопродуктивных нефтяных месторождений в экономически рентабельную промышленную разработку нужны коренные изменения в конструкции скважин, в технике и технологии их эксплуатации [1].

В работе [2] предложена конструкция многозабойной скважины для веерной поинтервальной выработки нефтяных пластов с зонально-неоднородным по проницаемости коллектором. Такая конструкция многозабойной

скважины позволяет осуществлять циклическую веерную поинтервальную выработку зонально-неоднородных по проницаемости пластов. Это позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи малопродуктивных зонально-неоднородных пластов в 2 – 3 раза. В случае слоисто-неоднородных пластов, расчленённых непроницаемыми прослоями, характерных для многих залежей Западной Сибири, целесообразно пересекать продуктивный пласт пологонаправленными стволами [3]. В условиях хаотической зональной неоднородности и неизвестности локальных особенностей геометрического строения пласта расположение боковых горизонтальных стволов должно обеспечивать равномерную выработку участка пласта, дренируемого скважиной. Это достигается при равномерно-симметричном расположении забоев боковых горизонтальных стволов скважины. Кроме этого необходимо предусмотреть поинтервальную выработку участка пласта, дренируемого каждым стволом скважины. Это возможно при последовательно-раздельной эксплуатации каждого ствола скважины.

Слоисто-неоднородный пласт, расчленённый непроницаемыми прослоями, разрабатывается редкой сеткой скважин с симметричным веерным расположением боковых горизонтальных стволов. На рис. 1 показан профиль многозабойной веерной скважины, состоящей из основного вертикального ствола 1, который заканчивается выше кровли продуктивного пласта и от которого забуривают боковые стволы 3 и 4. Боковые стволы входят в продуктивный пласт при зенитном угле, близком к нулю, и пересекают продуктивный пласт по всей его толщине до подошвы продуктивного пласта. Далее следует пологонаправленный восходящий участок ствола, который заканчивается у кровли пласта. На ответвлениях боковых стволов установлены клапаны 2. На рис. 2 приведён план многозабойной веерной скважины, на котором показаны проекции пологонаправленных боковых стволов 3-8 на горизонтальную плоскость. Штриховой линией показаны контуры дренирования интервалов продуктивного пласта боковыми стволами.

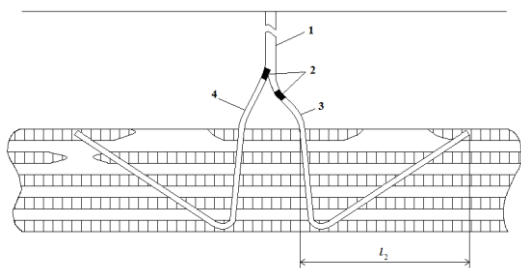


Рис. 1 Профиль многозабойной веерной скважины с пологонаправленными восходящими участками боковых стволов

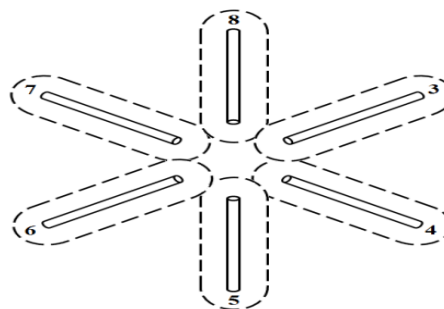


Рис. 2 План многозабойной веерной скважины с пологонаправленными восходящими участками боковых стволов

Рассматривается реальная нефтяная залежь, расположенная в Западной Сибири. Залежь представляет собой нефтяной пласт, состоящий из 5 проницаемых и 4 разделяющих непроницаемых слоёв. Общая толщина пласта $h_{об} = 40$ м, а его эффективная толщина, состоящая из 5 проницаемых нефтенасыщенных слоёв, составляет $h = 12$ м. Эффективная толщина одного проницаемого нефтенасыщенного слоя $h_{ст} = 2,4$ м. Средний дебит вертикальных скважин, определённый по 7 пробуренным разведочным скважинам, составляет $2,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Разработка нефтяного пласта вертикальными скважинами экономически нерентабельна. Предлагается вместо вертикальных скважин, размещённых по равномерной квадратной сетке $2\sigma = 400$ м, применить вертикально-наклонные скважины с длиной горизонтальной части $l_2 = 400$ м, заменяя каждым вертикально-наклонным стволом две вертикальные скважины.

В работе проведено сопоставление: дебитов вертикальной, горизонтальной и вертикально-наклонной скважин, которые определялись по формулам Ю.П. Борисова; результирующего показателя неравномерности вытеснения нефти агентом V^2 и коэффициента использования подвижных запасов нефти K_3 , которые определялись по методике В.Д. Лысенко [1].

Результаты проведённого анализа приведены в таблице 1. Приведённые результаты показывают, что при значительной доли неэффективной толщины в общей толщине и высокой расчленённости нефтяных пластов дебит нефти можно увеличить почти в 3 раза применяя вертикально-наклонные скважины вместо вертикальных скважин, но при этом снижается конечная нефтеотдача пластов.

Если производить отбор жидкости одновременно из двух боковых стволов, расположенных симметрично относительно основного ствола скважины, то продуктивность скважины увеличивается в 2 раза и составит $12 \text{ м}^3/\text{сут}$. При определении коэффициента использования подвижных запасов нефти K_3 не учитывалась циклическая веерная поинтервальная выработка нефтяных пластов.

Таблица 1

Скважины	q, м ³ /сут	V ²	K ₃
Вертикальные	2,2	0,975	0,806
Горизонтальные	4,4	2,036	0,656
Вертикально-наклонные	6,0	3,140	0,551

На рис. 3 приведена пятиточечная схема размещения веерных добывающих 1 и вертикальных нагнетательных 2 скважин на участке залежи. Расстояние между соседними добывающими и нагнетательными скважинами $2\sigma = 1000$ м. Проекция участков боковых стволов на горизонтальную плоскость $l_2 = 400$ м.

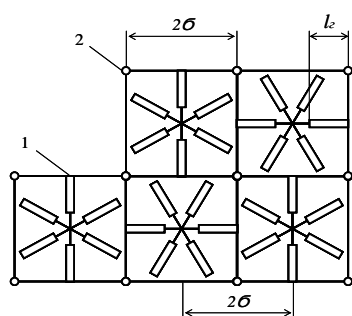


Рис. 3 Схема размещения веерных добывающих и вертикальных нагнетательных скважин

коэффициентом сетки, который учитывает влияние проектной сетки скважин, охват разработкой балансовых запасов нефти при запроектированной системе скважин и приходящуюся на одну скважину площадь пластов. Второй коэффициент $K_6 = 0,59$ называется коэффициентом вытеснения нефти закачиваемой водой. Первые два коэффициента K_c и K_6 из балансовых геологических запасов выделяют подвижные запасы. Коэффициент K_3 учитывает долю извлечения подвижных запасов нефти, неравномерность вытеснения нефти, связанную с технологическими особенностями разработки залежи. Коэффициент K_3 определялся по всем возможным вариантам расположения боковых стволов веерных скважин. Для рассматриваемой залежи без учёта циклической поинтервальной выработки пластов $K_3 = 0,551$. В этом случае коэффициент нефтеотдачи пласта равен:

$$K_{ню} = K_c \cdot K_6 \cdot K_3 = 0,78 \cdot 0,59 \cdot 0,51 = 0,254$$

Коэффициент использования подвижных запасов нефти K_3 зависит от слоистой и зональной неоднородности проницаемости нефтяного пласта, характеризуется различной скоростью фильтрации и соответственно скоростью вытеснения нефти из различных слоёв и интервалов участка пласта, дренируемого скважиной. Предлагаемая технология циклической веерной поинтервальной выработки малопродуктивных многослойных пластов учитывает динамику процесса неодновременного обводнения отдельных слоёв и зон коллектора с различной хаотической проницаемостью. Если при этом учесть изоляцию выработанных слоёв с относительно хорошей проницаемостью в процессе эксплуатации скважин, то это позволит снизить текущую обводнённость добываемой продукции. Предлагаемая технология позволяет вовлечь в процесс фильтрации зоны пласта с низкой проницаемостью, т.е. охватить заводнением все подвижные запасы нефти. При этом коэффициент использования подвижных запасов нефти $K_3 \rightarrow 1$. Коэффициент нефтеотдачи пласта в этом случае составит:

$$K_{ню} = K_c \cdot K_6 \cdot K_3 = 0,78 \cdot 0,59 \cdot 1 = 0,460$$

т.е. увеличивается в 1,8 раза.

Литература

1. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.– 516 с.
2. Иванов В.А., Исламов Д.Р. Веерная нефтяная скважина //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: Науч.-техн. журн.– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 3. – С. 30 – 34.
3. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник /Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недрa, 1997. – 648 с.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗА В АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ. ШТОКМАНОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

И.С. Канаев

Научный руководитель старший преподаватель Н.Э. Пулькина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

По данным управления по информации в области энергетики природный газ считается самым экологически чистым ископаемым топливом. При сжигании газа образуется значительно меньше продуктов сгорания. По сравнению с каменным углем и нефтью, он содержит меньше углерода, который, вступая во взаимодействие с кислородом во время горения, приводит к образованию углекислого газа (CO_2). Больше газа означает меньше каменного угля и нефти, и соответственно – меньше выбросов в атмосферу. До тех пор пока возобновляемые источники энергии не придут на смену ископаемым видам топлива, природный газ будет оставаться самым экологически чистым видом топлива в мире.

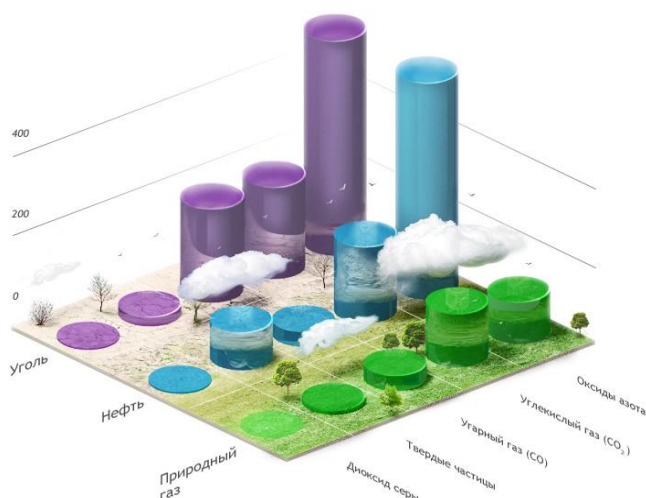


Рис. 1 Диаграмма количества продуктов горения на один миллиард британских тепловых единиц в фунтах (эта единица равна количеству теплоты, необходимому для нагревания 1 фунта воды на 1F)

Именно по причине того, что природный газ самый экологически чистый вид ископаемого топлива России, как и всему миру выгодно вкладывать деньги в проекты по добыче природного газа. Особенную роль отводят месторождениям газа в Баренцевом море. Среди которых по запасам газа есть: уникальные и крупнейшие. Штокмановское месторождение может похвастаться выявленными 3,9 трлн м³ газа и 56 тоннами газового конденсата, что позволяет отнести его к крупнейшим месторождениям в мире.

Штокмановская структура (вероятность существования месторождения) была выявлена в 1981 году в результате комплексных морских геофизических исследований, проведенных специалистами треста «Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман», в связи с чем и получила свое название. Тогда же было начато изучение ее геологического строения. В 1985 году структура была подготовлена к оценке бурением. В 1988 году было начато строительство первой поисковой скважины проектной глубиной 4500 метров, которое было завершено 27 июля 1988 г. на глубине 3153 метров.

В результате ее испытания были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом, и на Государственный баланс запасов по состоянию на 1 января 1989 г. впервые поставлены более 2,4 трлн м³ свободного газа промышленных категорий. Месторождение расположено в центральной части шельфовой зоны российского сектора Баренцева моря.

Программа разработки Штокмановского месторождения предусматривает полный цикл освоения месторождения, от исследований до переработки и транспортировки, и рассчитана на три фазы. Первая фаза освоения месторождения предусматривает добычу 23,7 млрд м³ природного газа в год.

Характеристики месторождения:

- 1) Открыто в 1988 г.
- 2) Расположено в 550 км от берега
- 3) Начальные геологические запасы оцениваются в 3,9 трлн м³ газа и 56 млн т газового конденсата
- 4) Глубина моря – 340 м
- 5) Высота волн – до 27 м
- 6) Годовой диапазон температур: от –50 до +33 °С
- 7) Наличие айсбергов весом до 4 млн. тонн.

Из-за тяжелых условий разработки и эксплуатации месторождений и отсутствия опыта у российских компаний. Штокмановский проект является международным. Его основоположниками являются российская компания «Газпром», французская компания «Shell» и норвежская компания «StatoilHydro». Однако в августе 2012 года проект был отложен на неопределенный срок из-за экономических трудностей. Норвежская компания сдала свои акции проекта компании «Газпром». Но в декабре 2012 года было объявлено о продолжении проекта. Если говорить о международной кооперации, то нельзя и не упомянуть Южную Корею, которая будет строить специальные танкеры для сжиженного газа.

В действительности для получения выгодны от этого проекта необходимо вложить колоссальные усилия и средства. Ведь нужно обеспечить не только стабильную работу оборудования в таких тяжелых климатических условиях, но и безопасность персонала и сохранить экологическую обстановку региона неизменной. Важность Штокмановского проекта определяется несколькими факторами. Проект создаст основу для дальнейшей разработки арктического шельфа. Штокман на длительный срок укрепит энергетическую безопасность на региональном, европейском и глобальном рынках, поставляя газ, необходимый для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы. Диверсификация экспортных продуктов (трубный газ и СПГ), а также маршрутов их вывоза на глобальный рынок сбыта сделает поставки газа более гибкими и потому – надежными.

Запасы углеводородов в Арктическом бассейне, по некоторым оценкам, достигают 200 млрд. баррелей в нефтяном эквиваленте. Это означает, что Арктика может содержать более четверти еще не разведанных мировых запасов углеводородного сырья. Штокмановский проект открывает собой эпоху промышленного освоения Арктики. Газ, добытый в рамках Штокмановского проекта, определен в качестве ресурсной базы для поставок газа по трубопроводу «Северный поток» в страны Западной Европы, а также для производства российского СПГ, который впоследствии будет реализован на международных рынках. Проект разработки Штокмановского месторождения принесет огромный доход государству: привлечет в регион разработок средства для охраны окружающей среды, внесет в бюджет региона денежные средства, даст опыт российским компаниям, укрепит партнерские отношения в сфере энергетики с другими странами. Столь хорошие перспективы сулит проект. Сейчас проект движется медленно, но он все же движется. И очень хотелось бы увидеть завершение его реализации, а возможно даже принять в этом участие.

Литература

1. Богоявленский В.И. Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря // Арктика: экология и экономика. – М.: РАН, 2011. – №2. – С. 64 – 75.
2. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа. / Минеральные ресурсы России; экономика и управление (спецвыпуск). – М.: 2006. – С. 14 – 71.
3. Лавров Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология, экономика. – М.: РАН, 2011. – №1. – С. 26 – 37.
4. Официальный сайт Штокмановского проекта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.shtokman.ru/>, свободный.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РЕГУЛЯРНЫХ СИСТЕМАХ РАЗМЕЩЕНИЯ

И.А. Ковалев

Научный руководитель ассистент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

С началом использования горизонтальных скважин (ГС) возникла необходимость проектирования систем размещения с учетом производительности таких скважин, что привело как к модификации существующих систем размещения, так и к созданию новых. Однако на сегодняшний день не существует регламентированных систем размещения, учитывающих особенности горизонтальных скважин. В большинстве случаев горизонтальные скважины вписывают в известные системы размещения, заменяя одной такой скважиной две вертикальные, но далеко не во всех работах имеется научное обоснование данного подхода.

В работе Бердина Т.Г. [1] были обобщены системы размещения горизонтальных скважин, учитывающие характер фильтрационных потоков. Были выделены следующие системы разработки (рис. 1):

а) линейные (однорядные и многорядные), когда ряды добывающих и нагнетательных скважин располагаются параллельно, между рядами выдерживается определенное расстояние;

б) блочно-линейные, использующие принцип параллельно-линейной системы с образованием блоков разработки;

в) лучевые (веерные, радиальные);

г) комбинированные.

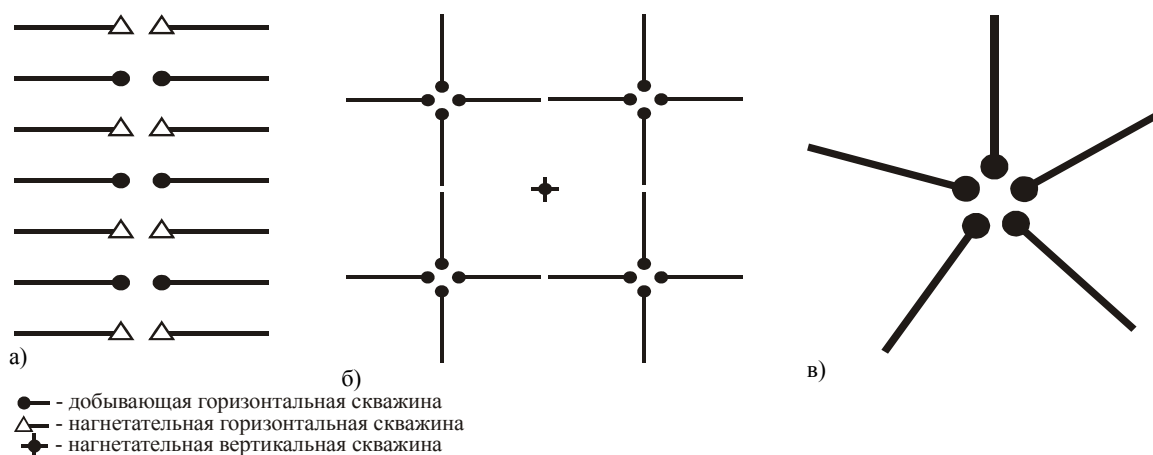


Рис. 1 Системы размещения горизонтальных скважин: а – линейная; б – блочно-линейная; в – лучевая

Новые принципы разработки месторождений нефти и газа были сформированы в работе [2]. Приведем некоторые моменты, касающиеся формирования сеток с использованием горизонтальных скважин. В одной из

глав авторы представили новый взгляд на площадные системы, опираясь на данные трехмерного гидродинамического моделирования. Выяснилось, что добывные возможности площадных систем практически не реагируют на уплотнение сетки. Исходя из этого, были сделаны соответствующие выводы:

1. Каждый элемент площадной системы обладает близким к нулю запасом упругой энергии. Таким образом, суммарный дебит добывающих скважин всегда равняется объему закачиваемой воды через нагнетательную скважину.

2. Рост суммарного дебита нефти (жидкости) из элемента разработки может иметь место лишь при адекватном усилении системы заводнения.

Усилить систему заводнения в рассмотренной работе предлагается за счет бурения горизонтальных нагнетательных скважин с возможным проведением в них гидроразрыва пласта (ГРП), что может быть гораздо эффективнее, чем бурение только добывающих горизонтальных скважин. Проблемы разработки низкопродуктивных пластов с использованием горизонтальных скважин в регулярных системах размещения были затронуты Лысенко В.Д. и Грайфером В.И. в книге [3]. Для расчета основных показателей разработки различных систем был использован метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова. Для случая однородного коллектора по результатам расчетов был сделан вывод, что переход от трехрядной системы вертикальных скважин к пятирядной практически не увеличивает общий дебит. При переходе от трехрядной системы к однорядной - уменьшается общий дебит в 1,33 раза.

При наличии горизонтальных скважин также учитывалось количество нефтенасыщенных прослоев. При однорядном размещении возможно добиться увеличения дебита по сравнению с аналогичной системой размещения вертикальных скважин в 1,539 (8 слоев) – 3,167 раза (2 слоя). Далее был рассмотрен вариант обращенной пятиточечной обращенной площадной системы. По сравнению с предыдущим случаем отмечается уменьшение общего дебита в 1,137 (8 слоев) – 1,152 раза (2 слоя), несмотря на увеличение соотношения горизонтальных и вертикальных скважин. Остальные системы размещения с точки зрения влияния на общий дебит не рассматривались. Стоит отметить некоторые существенные недостатки данного подхода для оценки эффективности тех или иных систем. Во-первых, данные аналитические решения основаны на постоянстве всех используемых величин, поскольку подразумевается некое стационарное состояние. Это приводит к тому, что неучтенными остаются даже относительные фазовые проницаемости. Соответственно, невозможно построить динамику основных показателей разработки, а также оценить конечный коэффициент извлечения нефти.

В статье [4] рассмотрено четыре варианта однорядных систем размещения с использованием как вертикальных, так и горизонтальных скважин (рис.2).

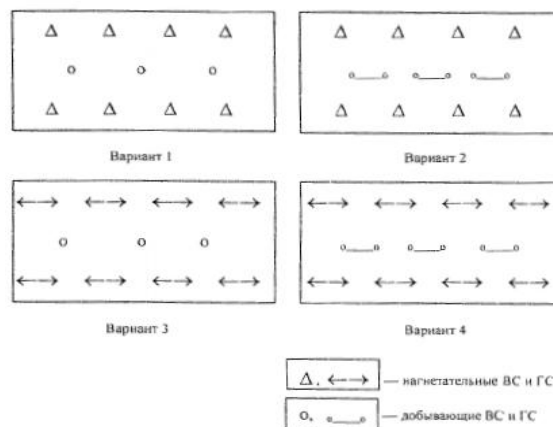


Рис. 2 Однорядные системы размещения скважин

В качестве базового принят вариант 1. Анализ показал, что для однородных пластов по вариантам 2 и 3 превышение дебита горизонтальной скважины по сравнению с дебитом вертикальной скважины базового варианта составляет 1,3 – 1,6 раза в зависимости от длины ствола. Для варианта 4 аналогичные расчеты показали увеличение дебитов в 2,0 – 4,2 раза.

При расчетах для зонально-неоднородного пласта длины горизонтального ствола не варьировались, но изменялось отношение проницаемостей различных зон, что позволило сделать вывод о необходимости размещения горизонтальных скважин в зонах с более низкой проницаемостью.

В данной статье расчеты также основываются на методе эквивалентных фильтрационных сопротивлений, о недостатках которого было сказано выше. При этом в статье присутствует информация об эффективности рассмотренных систем при различных отношениях вязкости и воды, но не говорится, как были получены данные расчеты. Однако сделанный вывод о необходимости применения горизонтальных скважин в качестве нагнетательных для залежей маловязкой нефти совпадает с мнением других исследователей данной проблемы.

Мукминовым И.Р. [5] были выведены формулы дебитов для однородно-анизотропного пласта при шахматном и лобовом однорядном размещении скважин. Сравнение рассмотренных систем показало, что система размещения с лобовым расположением более производительна, чем шахматная. Однако если длина горизонтальных скважин больше или равна расстоянию между рядами, то дебиты становятся практически идентичными. Таким образом, системы размещения с использованием горизонтальных скважин весьма разнообразны, однако далеко не всегда вписываются в понятие «регулярные системы размещения». Это говорит о необходимости работ по изучению влияния различного размещения на динамику показателей разработки и конечный коэффициент извлечения нефти с применением гидродинамического моделирования.

Литература

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: 2004. – 520 с.
3. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождения. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.
4. Маганов Р.У., Маслянец Ю.В., Праведников Н.К., Ювченко Н.В. Некоторые особенности применения горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело, 2001. – №3. – С. 2 – 6.
5. Мукминов И.Р. Производительность однорядных схем разработки пласта системами горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1999. – №3. – С. 30 – 32.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Г.Ю. Коробов

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Одна из основных проблем нефтедобычи, на сегодняшний день, является проблема отложения парафина на стенках скважины. Для успешного применения оборудования и технологий предупреждения образования и удаления парафина необходимо определять глубину начала их образования в скважинах, что является возможным при достоверной информации о распределении температуры по стволу добывающей скважины.

В ходе работы использовалась зависимость, позволяющая получить распределение температуры по высотескважины в стволе НКТ:

$$t_f = t_{f0} - \alpha x + \frac{ac_{ж} Q \rho}{\pi K D} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\pi K D x}{c_{ж} Q \rho}}\right) \quad (1)$$

где α – коэффициент теплопередачи; t_f – температура жидкости в НКТ; D – внутренний диаметр НКТ; $c_{ж}$ – теплоемкость жидкости; ρ – плотность жидкости; w – средняя скорость течения жидкости; A_f – площадь поперечного сечения; a – геотермальный градиент; K – коэффициент теплопередачи, равный:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + R} \quad (2)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, рассчитывающийся по известным в теплотехнике эмпирическим зависимостям; R – полное термическое сопротивление между внутренней полостью НКТ и породой окружающей скважину.

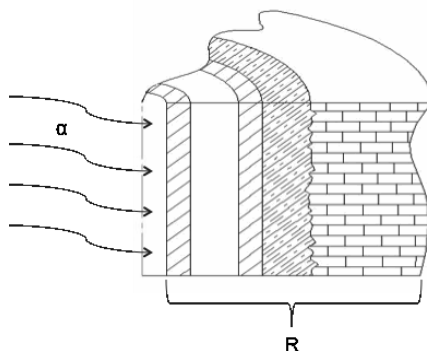


Рис. 1 Составляющие термического сопротивления в разрезе скважины

Трудность использования зависимости (1) заключается в том, что невозможно аналитически оценить полное термическое сопротивление R , включающее в себя термическое сопротивление тела НКТ, сопротивление среды, заполняющей межтрубное пространство, сопротивление эксплуатационной колонны, сопротивление цементного кольца, а так же сопротивления пород, окружающих скважину.

В работе выдвинута гипотеза о том, что в рамках одного объекта разработки полное термическое сопротивление R имеет постоянное значение для всех скважин этого объекта, так как скважины, принадлежащие одному объекту, имеют схожее строение, окружены одними и теми же горными породами и добывают продукцию со схожими физическими свойствами. Так же стоит заметить, что термическое сопротивление R даже в одной скважине не будет иметь не постоянного значения, так как на разных интервалах скважины термическое сопротивление будет складываться из разных составляющих (рис.2). Целесообразно при нахождении термического сопротивления разделять скважину на три интервала: I – от устья до динамического уровня, II – от динамического уровня до башмака НКТ, III – от башмака НКТ до забоя скважины.

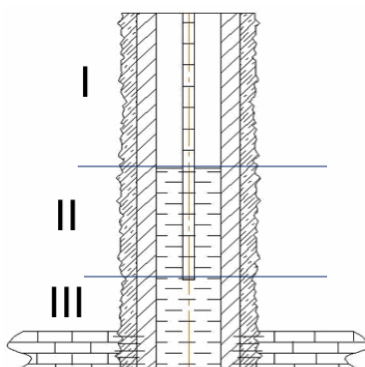


Рис. 2 Интервалы скважины

Искомое термическое сопротивление было получено при анализе фактических термограмм, снятых со скважин Сибирского месторождения (около 10 % скважин Сибирского месторождения имеют снятые с них фактические термограммы). Полученное термическое сопротивление R возможно использовать и для скважин, которые не имеют снятую фактическую термограмму, чтобы получить достаточно точно распределение температуры в стволе скважины, используя зависимость (1). На рис. 3 видно, что теоретическая термограмма достаточно точно коррелируется с фактическим распределением температуры в скважине.

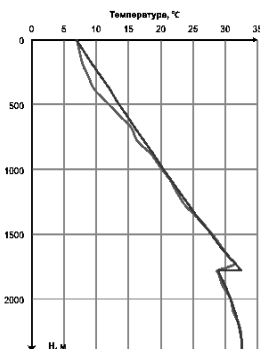


Рис. 3 Сравнение расчетной термограммы с фактической

Таким образом, При анализе термограмм, снятых со скважин Сибирского месторождения, получена зависимость для определения температуры потока жидкости по стволу скважины, с помощью которой с достаточной для практики точностью можно оценить температуру в любом горизонтальном сечении скважины и использовать для определения точки начала интенсивного парафинообразования в стволе скважины.

АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ИЗВЕСТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.И. Краснова, Е.С. Лапутина

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Эффективность разработки газоконденсатных месторождений Крайнего Севера во многом определяется качественной и бесперебойной работой эксплуатационных скважин. Основными причинами изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне скважин являются загрязнение коллектора, изменение термобарических условий и физико-химических характеристик флюидов в результате первичного и вторичного вскрытия пласта. В связи с этим важное значение приобретают геолого-технические мероприятия (ГТМ), позволяющие оперативно восстановить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне и устранить положительный скин-фактор. Известинское месторождение находится в разработке около двадцати лет. Для восстановления и повышения продуктивности скважин добывающего фонда на месторождении на практике применяются различные виды мероприятий, из них основными являются:

- физические методы;
- перфорационные методы;
- кислотные методы;
- ремонтные работы КРС, ПРС
- химические методы;
- изоляционные работы РИР;
- гидродинамические методы;
- технические мероприятия.

Выше приведенные мероприятия проводятся как на работающих, так и на вновь вводимых в разработку скважинах. Выполненный анализ результатов технологической эффективности основных геолого-технических мероприятий за период с 2006 года по 2012 год на Известинском месторождении показал, что наиболее эффективным является гидравлический разрыв пласта. На основании данных, полученных от недропользователя ООО «Янгпур», коэффициент успешности по ГРП составил 46 %. За данный период проведено 13 ГРП на 10 скважинах, 7 из них являются нерентабельными (54%). Дополнительная добыча нефти от проведенных 13 скважино-операций по гидроразрыву пласта составила 271,862 тыс.тонн, или 27,3% от отбора нефти с начала разработки. Накопленная добыча, приходящая на 1 операцию составляет 20,9 тыс.тонн. Минимальная длительность эффекта составляет 25 месяцев (скв.616 – 10,4 тонн проппанта). Кратность увеличения дебита по нефти после ГРП изменяется от 1,5 до 4,5, в среднем составляет 3,1.

Динамика годовой, дополнительной добычи нефти от проведенных ГРП на Известинском месторождении показана на рис.

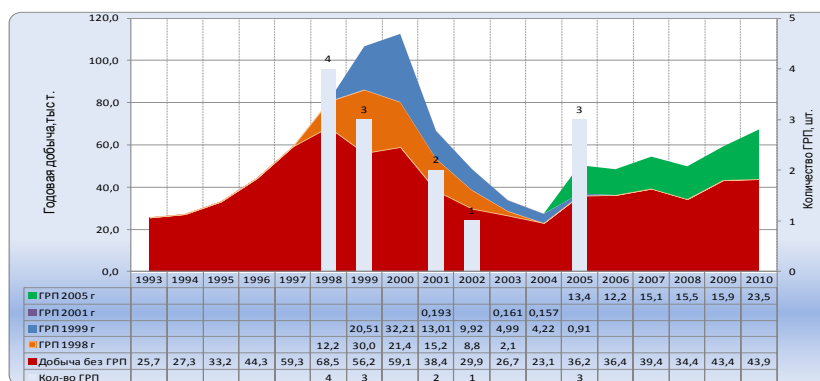


Рис. Динамика годовой, дополнительной добычи нефти от проведенных ГРП на пласт Ю₁

Таким образом, какой-либо однозначной зависимости между объемом закачиваемого проппанта, длительностью эффекта и дебитом не обнаружено. Так по скважине 611 произведена закачка 1,5 тонн проппанта, но дополнительная добыча составила 20 тыс. тонн. По другой скважине 624 (при повторном ГРП) закачено 43 тонн проппанта и длительность эффекта продолжается до настоящего времени.

Следует отметить, что все ГРП основывались на различных типах перфорации, но в основном диаметр перфорационных отверстий составлял 6-10 мм. Диаметр перфорационных отверстий имеет преобладающее значение в получении эффекта, глубина проникновения перфорации имеет подчиненное значение. По различным исследованиям эффективность повторных ГРП ниже первоначальных. При современном подходе для проведения эффективных ГРП необходим диаметр отверстий от 14 мм и больше, что позволит провести ГРП с объемом проппанта до 50 тонн с увеличением продуктивности по жидкости и по нефти при условии сохранения пластовой энергии и наличием хорошего цемента и сцепления. Средний прирост дебита нефти за период по мероприятию варьирует от 2,2 т/сут до 18,8 т/сут и составляет в среднем на одну скважино-операцию 8,5 т/сут, что

свидетельствует об эффективности ГРП. Не успешность по проведению ГРП в ряде случаев связана в основном с техническими причинами, дизайном.

МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

А.В. Лапа

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Специальные исследования на месторождении проводятся с целью исследования факторов осложняющих разработку. В случае применения ГРП основными параметрами являются напряженное состояние пласта, механические свойства пород и особенности структуры коллектора. Определение и уточнение этих параметров – это задача специальных исследований.

Данные о направлении максимального напряжения используются для создания оптимальной системы разработки. Ориентация нагнетательных скважин вдоль направления максимального напряжения, позволяет достичь большего коэффициента извлечения нефти.

Данные стресс-теста MDT (направление распространения трещин, давление разрыва) используются при моделировании ГРП, а также в расчетах оптимального забойного давления в нагнетательных скважинах.

Исследования решают задачу об определении основного направления распространения трещин (стресс) и об определении механических свойств пород. Рекомендуется проводить подобные исследования на вновь пробуренных скважинах для уточнения направления стресса на локальных участках месторождения.

Соник-сканер. Зондирование по монополюсному источнику позволяет количественно определить осредненную по азимуту глубину измененной (поврежденной) зоны пласта в случае уменьшения скоростных характеристик в призабойной зоне.

По данным прибора возможно определить азимут анизотропии поперечной волны и, следовательно, выделить направление анизотропии пласта, которое, как правило, совпадает с направлением максимального напряжения.

По результатам 3Д зондирования по дипольным источникам можно судить об изменении призабойной зоны, пластической деформации горных пород, и в целом об их пластичности. Возможна оценка механических свойств разреза и минимального горизонтального напряжения при использовании калибровочных данных полученных в процессе проведения работ прибором MDT.

FMI-микросканер. Электрические и акустические микросканеры, разработанные компанией Schlumberger, применяются, в основном для изучения тонкослойных разрезов. При использовании этих приборов возможно получение непрерывной картины поверхности пород стенки скважины. Электрический сканер FMI охватывает практически весь периметр скважины и даёт развёртку поверхности ствола, аналогичную развёртки поверхности керна. При этом возможно выделение отдельных деталей разреза, размером от 0.5 см и более.

Картина, получаемая микросканером, состоит из более чем 100 кривых; запись наклонометра, состоит из 4 - 8 кривых в зависимости от модификации прибора. Для разделения на пропластки используется лишь одна кривая или рассчитывается новая кривая из комбинации исходных. Разбивка на пласты базируется на относительных различиях между смежными пластами по двум возможным алгоритмам – мин/макс значений или точки перегиба (равенства нулю второй производной).

Значения удельного сопротивления, зарегистрированного электродами прибора, нормируются по показаниям микробокового каротажа. Границы пропластков определяются на основе кривой нормализованного удельного сопротивления, зарегистрированного прижимным башмаком микросканера.

Для уменьшения числа выделяемых пластов входные данные микросканера сглаживаются для удаления высокочастотного шума (<3см).

Микрометоды – микроноты, микробоковой, пластовый инклинометр, а также акустический и электрический микросканеры, обеспечивают выделение тонких пропластков, однако из-за малой глубинности не позволяют оценить геофизические параметры коллекторов в незатронутой проникновением части пласта.

Для оценки петрофизических параметров прослоев коллекторов тонкослойных разрезов компанией Schlumberger разработана методика SHARP, в основу которой положен принцип последовательных итерационных конволюций геофизических параметров геологической модели разреза. Методика SHARP позволяет проводить анализ тонкослоистого разреза с вертикальным разрешением самого высокоразрешающего метода ГИС из комплекса, имеющегося в наличии зонда. В трещинных коллекторах при помощи микросканера не только можно увидеть трещины на стенке скважины, но и количественно оценить некоторые параметры трещиноватости. Существующая методика количественной обработки комплекса ГИС и данных микросканера позволяет оценить долевое участие каверновой и поровой составляющей в общем объеме пустот коллектора.

Количественная интерпретация данных микросканера также включает в себя определение углов падения, азимуты простирания, оценку плотности и кажущейся раскрытости трещин.

Оценка кажущейся раскрытости трещин и их плотности приводится с помощью программы *Boview* в автоматическом режиме. Перед запуском программы проводится калибровка изображений с помощью кривых бокового каротажа средней глубинности LLS или микросферического MSFL метода. В интерактивном режиме интерпретатором проводится трассировка трещин, интерпретация их по характеру раскрытости: открытые – электропроводящие (тёмные на изображениях) и залеченные (закрытые) – электронепроводящие (светлые); задаются и контролируются величины сопротивлений.

Затем программа проводит полную количественную интерпретацию подготовленного изображения по заданным параметрам и в результате оценивает следующие характеристики разреза:

- Пространственные характеристики положений трещин.
- Кажущуюся раскрытость трещин непрерывно по разрезу.
- Среднюю плотность трещин.
- Средний объём трещин – «Трещинную ёмкость».

Высокие разрешающие возможности микроэлектрических сканеров позволяют проводить визуальный контроль техногенных трещин, которые обычно (в отличие от естественных трещин) регистрируются только на двух башмаках сканера и не секут оси скважин.

MDT-Модульный испытатель пластов на кабеле. Методика проведения стресс-тестов заключалась в следующем: в однородных проницаемых интервалах проводился гидравлический стресс-тест:

Изоляция интервала надувными пакерами и гидравлический разрыв (иницирование микротрещины) в распакованном интервале, путем закачки бурового раствора в пласт из скважины.

Распространение трещины, путем продолжения закачки после гидроразрыва (иницирования микротрещины).

Закрытие трещины путем естественного стравливания трещины.

Повторное открытие, распространение и стравливание трещины несколькими циклами на разных подачах глубинного насоса. В непроницаемых интервалах (песчано-глинистом подстилающем прослое и перекрывающей глине) проводился механический стресс-тест:

Иницирование трещины непосредственно пакером (механическое воздействие на горную породу), путем создания нагрузки пакером на стенку скважины.

Обхват иницированной пакером трещины, путем перемещения пакеров вверх и изоляции трещины.

Гидравлическое распространение трещины путем закачки жидкости из скважины.

Искусственное стравливание, путем откачки жидкости из трещины.

Использование MDT предусматривает несколько способов определения свойств пласта. Параметры околоскважинной зоны получены из анализа кривых падения и восстановления давления, регистрируемых в ходе замеров пластового давления.

Существует три метода оценки фильтрационных свойств породы по замерам давления в ходе пластовых исследований. В случае если в конце периода отбора КПД выходит на асимптоту, применяется аналитическая формула точечного стока. По аппроксимации прямолинейного участка КВД на графике зависимости давления от «радиальной» или «сферической» временной функции.

По наилучшему совпадению диагностического графика КВД с типовой кривой соответствующей аналитической модели. При этом должно выполняться условие совпадения истории давления в ходе всего исследования (КПД и КВД) с расчетной, полученной в рамках модели.

Первый метод позволяет оценить подвижность пластового флюида на всех глубинах, где проводится замер пластового давления. Подвижность пластового флюида может быть использована для оценки проницаемости в призабойной зоне пласта. Обладая точной информацией о вязкости отбираемой жидкости в пластовых условиях, можно оценить проницаемость. При проведении стандартных MDT замеров давления в течение периода, соответствующего отбору небольшого объема жидкости, порядка 20 см³, отбираемой жидкостью является фильтрат бурового раствора.

Однако, при анализе более продолжительных исследований с использованием модуля откачки – глубинного насоса, интерпретатор не располагает достоверной информацией о вязкости пластового флюида (особенно в случае, когда речь идет о разведочной скважине) и потому может оценить только подвижность ($\lambda = k/\mu$) или гидропроводность, но не проницаемость. Таким образом, проницаемость можно оценить через комплексные параметры подвижности пластового флюида или гидропроводности [1].

Второй и третий методы представляют собой стандартные методы интерпретации КВД.

Комплекс ГИС в открытом стволе. ЯМР-каротаж. Ядерно-магнитный резонанс связан с физическим принципом, заключающимся в реакции ядер на магнитное поле. Многие из ядер обладают магнитным моментом, т. е. они ведут себя как вращающиеся стержневые магниты. Эти вращающиеся магнитные ядра могут взаимодействовать с внешними по отношению к ним магнитными полями и генерировать поддающиеся измерению сигналы.

Для большинства элементов обнаруживаемые сигналы слабы, однако, водород обладает сравнительно большим магнитным моментом и присутствует в изобилии и в воде, и углеводородах порового пространства горных пород. Настроив используемый при ЯМР каротажный зонд на частоту магнитного резонанса водорода, можно максимально усилить и измерить данный сигнал.

Измерение направлено на определение величины амплитуды сигнала и его затухания. Величина амплитуды сигнала при ЯМР пропорциональна числу ядер водорода и калибруется таким образом, чтобы определить значения пористости независимо от литологии и без использования радиоактивных источников. Однако наибольший интерес у петрофизиков вызывает величина затухания сигнала ЯМР в течение каждого цикла измерений, называемая временем релаксации.

Время релаксации зависит от размера пор. Небольшие поры снижают время релаксации, причем самые малые величины времени релаксации соответствуют связанной воде в глинах и капиллярах. Крупные поры отождествляются с большими временами релаксации и содержат в себе наиболее легко извлекаемые флюиды. Таким образом, распределение времен релаксации является мерой распределения размеров пор – нового петрофизического параметра.

В результате интерпретации времен релаксации и их распределений можно получить такие петрофизические параметры как проницаемость, динамическая (эффективная) пористость и остаточная водонасыщенность. Другие возможные приложения включают в себя построение кривых капиллярного давления, определение типа углеводородов и дополнительную информацию при проведении фазиального анализа[2].

В процессе проведения опытных исследований ядерного магнитного резонанса можно измерить два времени релаксации и их распределения. С помощью лабораторного инструмента обычно измеряется продольное время релаксации T1 и распределение T2, в то время как с помощью каротажных зондов производятся замеры поперечного времени релаксации T2 и распределения T2 при большей скорости.

Литература:

1. Латышова Мария Геннадьевна. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин / М.: Г. Латышова; Под ред. Д. И. Дьяконова. – М.: Недра, 1966. – 172 с.: ил. – Библиогр. – С. 169 – 170.
2. Резванов Рашит Ахмаевич. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник / Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1982. – 368 с.: ил. – Библиогр. – С. 364 – 365.
- 3.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТА-РАСТВОРИТЕЛЯ "А" НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Т. Литвин, П.В. Роцин, Л.К. Васкес Карденас, Ю.К. Мизякин

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В данной статье представлены результаты экспериментов по определению особенностей влияния реагента-растворителя «А» на реологические свойства высоковязкой смолистой нефти Северо-Комсомольского месторождения

Изучением реологических свойств высоковязких нефтей в различных регионах России занимались И.М. Аметов, В.В. Девликамов, А.Х. Мирзаджанзаде, Л.М. Рузин, З.А. Хабибуллин и многие другие известные ученые. Однако, в силу ряда причин, проведение этих перспективных исследований было приостановлено в середине 90-х годов. В связи с этим возникло некоторое отставание в области исследования высоковязких нефтей. Наименее изученными на сегодняшний день являются нефти, обладающие тиксотропными свойствами [3].

Перед тем, как переходить к изложению основных результатов исследований, необходимо определиться с термином «тиксотропная жидкость» и кратко описать методику проведения лабораторных экспериментов. Жидкости, поведение которых не подчиняется закону вязкого трения Ньютона, называются неньютоновскими [1].

Для описания свойств неньютоновских нефтей обычно используют понятие эффективной или кажущейся вязкости $\mu_{\text{э}}$. Величина эффективной вязкости нефти при различных скоростях и напряжениях сдвига определяется расчетным путем с использованием следующей известной формулы:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

где τ – мгновенное значение напряжения сдвига, Па; $\dot{\gamma}$ – мгновенное значение скорости сдвига, 1/с.

Эффективная вязкость есть некоторая условная характеристика, определяемая как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига. Этот динамический параметр широко используется в реологии и позволяет рассматривать неньютоновские нефти как системы с переменной вязкостью, величина которой зависит от скорости (напряжения) сдвига. Такая зависимость вязкости от скорости сдвига носит название аномалии вязкости. Жидкости с переменной вязкостью принято называть аномально вязкими или аномальными [2].

Для исследования тиксотропных свойств чистой нефти пласта ПК-1 и нефти с реагентом (в концентрации 3%) Северо-Комсомольского месторождения были проведены динамические испытания при различных температурах на приборе Rheotest RN 4.1 в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный».

Динамические эксперименты по изучению тиксотропных свойств нефтей были проведены по следующей методике.

Скорость сдвига в процессе динамических испытаний плавно увеличивалась до значения 300 1/с в течение 300 секунд (прямой ход на графиках зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига), затем она выдерживалась постоянной при достигнутом значении в течение 300 секунд (ожидание полного разрушения внутренней структуры нефти), а далее скорость сдвига плавно уменьшалась до нуля за 300 секунд (обратный ход на графиках).

В результате таких лабораторных исследований на графиках зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига были получены характерные петли гистерезиса.

Тот факт, что линия прямого хода не повторяет линию обратного хода, свидетельствует о тиксотропной структуре исследуемой нефти.

Площадь петли гистерезиса, заключенная в пределах единого цикла измерений, характеризует величину механической энергии, необходимой для разрушения тиксотропных связей, отнесенной к единице объема нефти. Поэтому чем больше площадь «петли гистерезиса», тем более склонна данная нефть к структурообразованию при данных температурных условиях. Исследования тяжелых высоковязких нефтей по данной методике неоднократно проводились в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (Рогачев М.К., Петухов А.В., Рошин П.В. и др.).

Геология залежи Нефть пласта ПК-1 тяжелая (930 кг/м^3 в пластовых условиях), высоковязкая ($151,75 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), с содержанием парафина и асфальтенов 2-3%, содержание силикагелевых смол достигает 20%. Для оценки тиксотропных свойств тяжелой высоковязкой нефти Боровского месторождения были проведены исследования на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 при температуре от 5 до 31 °С.

Рассмотрим влияние добавки растворителя в концентрации 3% на тиксотропные свойства нефти. На рисунке представлены зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига для чистой нефти и нефти с 3% реагента при пластовой температуре (31 °С) и ниже пластовой температуры (10 °С).

Как видно из графика, растворитель положительно влияет на тиксотропные свойства нефти. Уменьшение площади петли гистерезиса при 10 °С и при пластовой температуре 31 °С свидетельствует о положительном влиянии на тиксотропные свойства нефти в сторону уменьшения их проявления.

Кроме тиксотропных свойств, для данной нефти, также было исследовано изменение динамической вязкости в зависимости от температуры. Для этого был построен график изменения динамической вязкости от температуры. При нагреве нефти Северо-Комсомольского месторождения с 5 °С до 31 °С происходит стабильное снижение вязкости нефти с $1329,8 \text{ мПа}$ до $222,08 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Дальнейшее увеличение температуры ведет к плавному уменьшению вязкости более чем в 3 раза, по сравнению с вязкостью в пластовых условиях, что связано с окончательным разрушением пространственной коагуляционной структуры высокомолекулярных соединений в нефти, обусловленных наличием смол, парафинов и асфальтенов.

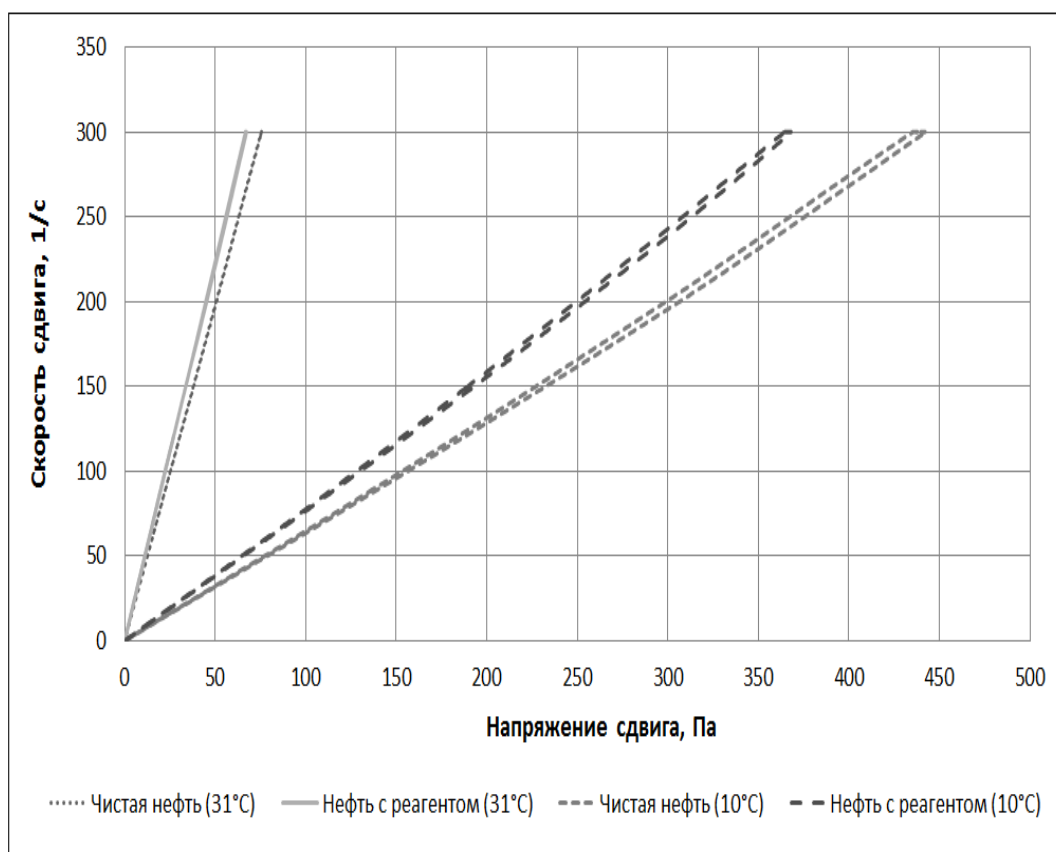


Рис. Реологические кривые прямого и обратного хода (петли гистерезиса) нефти пласта ПК-1 Северо-Комсомольского месторождения при температурах 10 °С и 31 °С

Основным осложнением при добыче нефти на Северо-Комсомольском месторождении является образование АСПО, связанное с высоким содержанием парафинов, асфальтенов и силикагелевых смол. С момента ввода месторождения в эксплуатацию в 2012 году, происходило быстрое налипание АСПО к стенкам НКТ, и постоянные проблемы при транспортировке до пункта налива нефти, вследствие снижения температуры и давления по стволу скважины и дегазации нефти.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что нефть пласта ПК-1 Северо-Комсомольского месторождения представляет собой сложную реологическую систему, обладающую

тиксотропными и вязкоупругими свойствами. Выявлено положительное влияние реагента-растворителя на реологические свойства нефти, в частности, отмечается влияние добавки растворителя на динамическую вязкость и напряжение сдвига.

Проведенные исследования показали, что для снижения вязкоупругих свойств нефти добавления растворителя в указанной концентрации недостаточно и необходимо применение комплексного метода по снижению вязкости нефти, например, применение электрокабельного скважинного нагревателя.

Также целесообразно проведение дальнейших специализированных исследований на приборах, исследующих PVT свойства нефти (установка FLASS, Vinci Tech.).

Исследованная реология нефти при различных температурах, напряжения сдвига и тиксотропные свойства помогут в дальнейшем предупредить технические проблемы при добыче.

Литература

1. Attanasi, E. D. and Meyer, R. F. Natural bitumen and extra heavy oil. // Survey of Energy Resources: World Energy Council, – 2010. – p. 123 – 150
2. Cornelius, C.D. Classification of Natural Bitumen: A Physical and Chemical Approach. // Exploration for heavy crude oil and natural bitumen: AAPG Studies in Geology, 1987. – Vol.25. – pp 165 – 174.
3. Рогачев М.К., Колонских А.В. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения. // Нефтегазовое дело, 2009. – Том 7. – №1. – С. 37 – 42.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Льонг Ван Фо

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

1. Актуальность

На море Вьетнама находится большое месторождение нефти и газа «Белый Тигр». Применение газлифтного метода эксплуатации скважин позволяет оптимизировать процесс разработки месторождения и обеспечить стабильный уровень добычи нефти.

2. Расположение месторождения «Белый Тигр»

Месторождение Белый Тигр расположено в средней части Центрального поднятия Меконгской впадины.

Белый Тигр – представляет собой горнообразную структуру, протянувшуюся в северо-восточном направлении.

Май 1984 г. – найдена нефть в фундаменте.

Июнь 1986 г. – начало разработки месторождения.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – более 190 млн. тонн.

Основные продуктивные пласты приурочены к миоценовым, олигоценным отложениям и фундаменту (гранитоид). Значительные притоки нефти из фундамента (до 70 %). Одним из наиболее интересных и перспективных регионов в мире с залежами углеводородов в фундаменте является шельф Южного Вьетнама. Все месторождения находятся на море с глубиной моря от 50 до 120 м. Разработка месторождений ведется с морских стационарных платформ (МСП) и блок-кондукторов (БК). К каждой МСП и БК подключено 12-18 скважин.

3. Физико-химические свойства нефти месторождения «Белый Тигр»

В составе нефти мало серы (0,03-0,09%) и тяжелых металлов (Ni 1.05- 4.9 ppm, Vd < 1 ppm), а также примесей азота (0,05-0,032%).

Содержание парафинов (15-27%).

Нефть хороша для переработки, использования и не влияет на окружающую среду.

Обоснование способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама

Для месторождения «Белый тигр» характерны: большой диапазон дебитов скважин, групповое размещение скважин, большая глубина (до 5000 м), высокий газовый фактор, большое давление насыщения, высокая температура пласта, парафиносолеотложение, преобладание наклонно-направленных скважин со значительными углами отклонения, достигающими до 50°C, интенсивное обводнение продукции и т.д. Характеристики месторождений показаны в таблице 1.

Выбор механизированного способа добычи нефти, который должен удовлетворять вышеперечисленным условиям.

Подход к выбору механизированного способа добычи нефти в этих условиях, который должен основываться на:

- обеспечении установленных проектных отборов;
- малооперационности техники и технологии добычи нефти;
- возможности исследования скважин для осуществления контроля за разработкой месторождения;
- в возможности полной автоматизации и телемеханизации процесса добычи нефти и газа;
- высокой надёжности и ремонтности;

- высоком межремонтном периоде работы оборудования.

В табл. 2 приведены предельные значения параметров, определяющих возможность применения традиционных механизированных способов добычи. Газлифтный способ обладает наиболее широкой областью применения.

Таблица 1

Свойства нефти в пластовых условиях

Продуктивный пласт	Нижний миоцен		Верхний олигоцен			Нижний олигоцен			Фундамент
	Севе. свод	Цент свод	Скв. 70	Скв. 12	Скв. 9	Блок I	Блок II	Блок III	
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,42	14,6	15,63	4,34	15,46	20,76	22,18	28,95	34,73
Газовое содержание, м3/т	141,4	99,9	100,8	29	92,6	74	178,8	277,8	329,2
Объемный коэффициент	1,399	1,31	1,269	1,204	1,296	1,488	1,5	1,807	1,788
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	1,074	1,69	1,35	3,39	2,96	0,476	0,425	0,244	0,371
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	710,2	739	753,1	761,2	740,4	658,4	653,7	591,6	614,8
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	865,3	864	855,1	879,2	853,7	831,9	831,3	823,9	-

Таблица 2

Условия для применения механизированного способа добычи нефти при различных условиях

Условия эксплуатации	Оборудование для подъема жидкости из скважин						
	Штанговые насосы		Гидроприводные насосы		С погружным электродвигателем		Газлифт
	плунжерные	винтовые	поршневые	струйные	центробежные	винтовые	
Море	4	4	4	5	4	4	4
Пустыня	4	4	4	4	4	-	-
Городская зона	2	-	5	5	4	-	-
Одиночные скважины	5	3	-	-	3	3	2
Группа скважин	3	4	-	-	4	4	5
Большая глубина	-	3	-	-	-	-	-
Низкое давление	4	4	-	3	-	-	3
Высокая температура	-	2	4	5	2	2	5
Вязкая жидкость	3	5	-	4	-	5	3
Коррозионная жидкость	-	3	5	5	-	3	4
Наличие песка	-	-	3	3	-	-	-
Солеотложения	-	-	4	4	3	-	2
Наличие эмульсии	5	4	5	3	-	4	3
Высокий газовый фактор	3	3	3		2	3	4
Регулировка дебитов, включая период эксплуатации	5	-	4	5	-	-	5

Проведение	6	-	4	5	-	-	6
гидродинамических исследований	2	2	2	2	-	2	-
Наклонно-направленные скважины							
	-	3	3	5	3	3	4
Ремонт с помощью канатной техники	-	2	2	-	2	2	-

4. Элементы оборудования внутри скважин

Мандрель

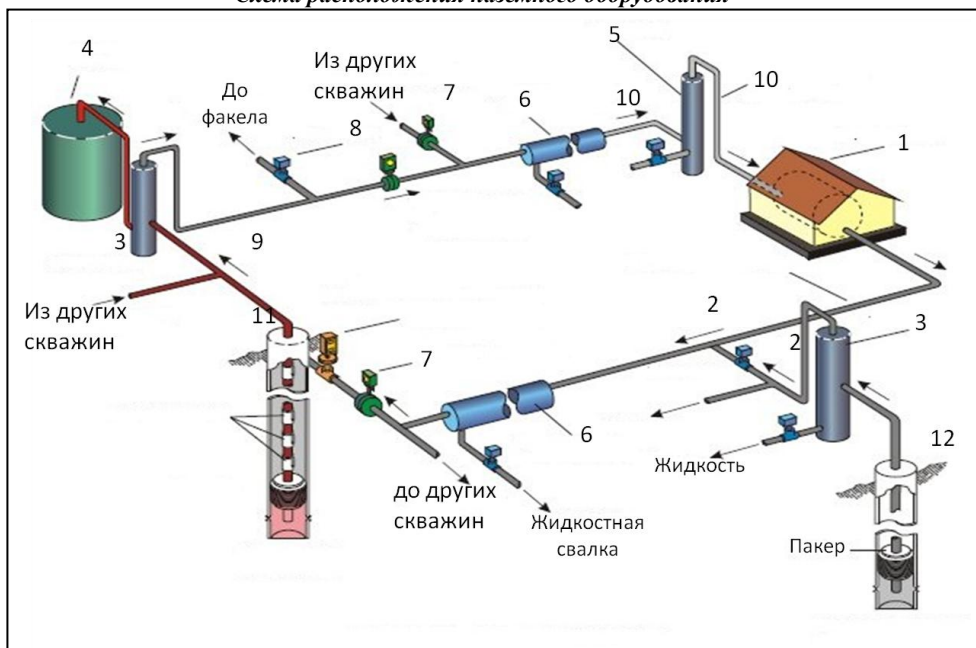
Является одним из приборов, устанавливаемых внутри скважин рядом с газлифтным клапаном.

Облегчает поиск и установку газлифтных, регулирующих, циркуляционных клапанов и штамповочных клапанов. Мандрель не влияет на изменение площади поперечного сечения колонны, и позволяет другому специальному оборудованию свободно двигаться до забоя скважины.

Газлифтный клапан

Газлифтный клапан устанавливается в мандреле на определенной глубине, чтобы обеспечить ввод газа в жидкость, снизить ее плотность и способствовать подъему скважинной продукции на дневную поверхность.

Схема расположения наземного оборудования



1. Компрессор 2. Газопровод высокого давления 3. Сепаратор 4. Резервуары 5. Скруббер 6. Конденсационный сепаратор 7. Газовый клапан 8. Регулятор 9. Продуктивный трубопровод 10. Газопровод низкого давления 11. Газлифтная скважина 12. Скважина газовой разработки высокого давления 5. Оборудование простой газлифтной скважины

Принцип работы скважины

В скважину под высоким давлением закачивается определенный объем газа, чтобы вызвать его смешивание с жидкостью. В результате плотность смеси газа и жидкости становится меньше начальной плотности жидкости, и смесь поднимается вверх под действием перепада давления к устью скважины.

5. Разработка «Белый Тигр»

Открытие «Вьетсовпетро» в 1988 году на месторождении Белый Тигр уникальной по запасам высокопродуктивной залежи нефти в гранитном массиве кристаллического фундамента (дебиты скважин более 2000 т/сутки) сделало это месторождение крупнейшим в Ю-В Азии.

Предприятие будет добывать 6 мл.т сырой нефти в год, 1,4 млрд. м³ природного газа и 270 тысяч тонн конденсата в 2012-2015 годах.

В таблице представлены некоторые основные показатели работы газлифтного фонда скважин месторождений. Несмотря на увеличение обводненности продукции в 2,5 раза и более, удельный расход газа удается удерживать на уровне 186-205 м³/т добываемой жидкости.

Показатели	Годы								
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Число скважин	24	41	50	59	67	73	78	86	90
Добыча нефти, т/сут.	1009	1369	1386	1878	2011	1671	2056	2670	2915
Обводненность, %	18,8	23,5	22,3	24,5	31,7	35,0	30,8	31,0	46,2
Удельный расход газа, м ³ /т	186	165	185	162	180	210	211	197	205
Дебит нефти одной скважины, т/сут	42,0	33,4	27,7	31,8	30,1	22,9	26,4	31,1	32,4

По сравнению с другими механизированными способами газлифт обладает некоторыми преимуществами:

- газлифтный способ эксплуатации наиболее полно удовлетворяет условиям морской нефтедобычи во Вьетнаме;
- эксплуатационные затраты ниже, чем при других (насосные способы);
- большой межремонтный период и низкая стоимость одного ремонта;
- автоматизация и эффективность при групповой эксплуатации скважин на месторождениях, оборудованных морскими стационарными платформами и блок-кондукторами;
- простота оборудования скважин;
- сокращение численности обслуживающего персонала;
- восстановление добычи нефти из остановленных скважин;
- более благоприятные условия для проведения исследований.

7. Заключение

Газлифтная эксплуатация скважин является одним из популярных методов добычи нефти и газа на море. С учетом топографических условий и особенностей геологического строения месторождения, применение газлифта в разработке продуктивных пластов месторождения «Белый Тигр» позволяет оптимизировать производительность фонда добывающих скважин и обеспечивает высокую экономическую эффективность.

Литература

1. Cơ sở khoan và khai thác dầu khí- Lê Phước Hải, Хо Ши Минь, 2011.– 307с.
2. Кабиров М.М, Нгуен Х.Н. Эффективность применения газлифтного способа эксплуатации скважин на морских месторождениях Вьетнама – Уфа, 2008 – 14с.

ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ДВУХСЕКЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 2Д-43 ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА СЕТЬЮ РАЗВЕТВЛЕННЫХ КАНАЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА

И.А. Лягов

Научный руководитель профессор Н.И. Васильев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург Россия

Для обеспечения гидравлического совершенства связи пласт-скважина, сохранности цементного камня, закладывает высокий уровень нефтеотдачи и эксплуатационной надежности на весь период эксплуатации скважины необходимо вторичное вскрытие продуктивных пластов с применением щадящих технологии [1].

Ранее в статьях были описаны исследования упруго-напряженного состояния компоновки нижней секции перфобура: долото – винтовой двигатель в наклонном перфорационном канале [2].

Аналитические расчеты проводились по методике разработанной научной школой кафедры НГПО УГНТУ и опробированной в работах профессоров Б.З. Султанова, Е.И. Ишемгужина, А.В. Лягова и др. В основе методики использовалось дифференциальное уравнение изогнутой оси КНБК [3]:

$$E \cdot I \cdot \frac{d^2 y}{dx^2} = -P \cdot y + Q \cdot x + \frac{q_1 \cdot x^2}{2},$$

где P – максимально допустимая осевая нагрузка на долото, $P = 6000\text{Н}$; Q отклоняющая сила КНБК; $E \cdot I$ – изгибная жесткость винтового двигателя Д43; q_1 – поперечная составляющая от собственного веса единицы длины винтового двигателя; α – зенитный угол канала.

В результате решения данной задачи получена графическая зависимость значений изгибающих моментов ($M_{изг}$), действующих на винтовой двигатель типа Д-43 в перфорационном канале при максимальной осевой нагрузке $P = 6000\text{ Н}$, максимальная величина $M_{изг} = 100\text{Нм}$.

Исследования по изучению работы малогабаритных винтовых забойных двигателей проводились в основном для вертикальных скважин или скважин с небольшой кривизной, а поведение их в сильно искривленных и горизонтальных каналах не проводились, тем более в двухсекционной компоновке.

При применении перфобура, рассматривается работа двухсекционного малогабаритного забойного двигателя типа 2Д-43, обобщенная схема сил действующая на ротор двигателя представлена на рисунке 1, в настоящей задаче величина радиуса кривизны будет задаваться как желаемая величина из прогнозируемых профилей каналов полученных по результатам стендовых испытаний, $R_k = 5,5$ м и 12 м, общей длиной 14 м.

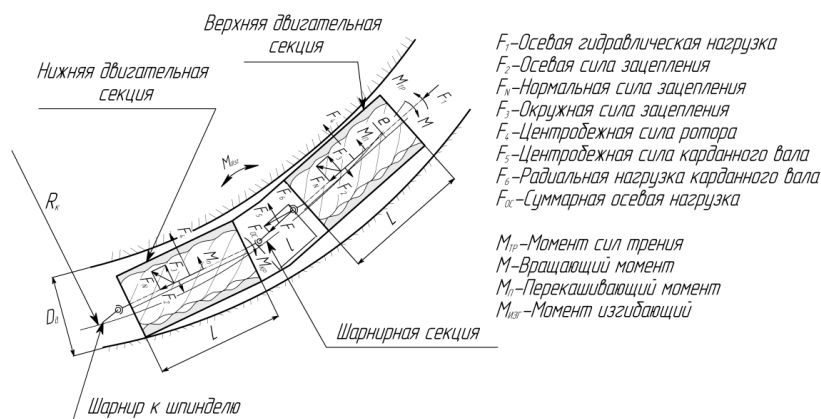


Рис. 1 Обобщенная схема действующих сил

Изгиб буровой колонны по винтовой линии при действии на нее критических нагрузок проанализирован в работах А.Лубинского, А.Н. Динника, М.М. Александров, Б.З. Султанова, А.Ш. Янтурина, Г.М. Саркисова и др.

Как показали исследования ВНИИБТ, наибольшее влияние на динамику ротора в вертикальном канале оказывают $M_{кр}$, M_n , F_4 и $F_{ос}$, при работе в криволинейном канале кроме перечисленных моментов и сил на забойный двигатель будет действовать и изгибающий момент, исследованный в работе [2].

На криволинейном участке канала радиусом R_k расположены две короткие секции винтового забойного двигателя длинами l каждая (рисунок 1), передающие крутящий момент M_k шарниру шпинделя.

Реакция, действующая на компоновку со стороны канала к поверхности корпуса двигателей нормальны и следовательно момента относительно оси X не создают.

Если на одном конце компоновки, при $s=0$, приложен момент M_1 , то уравнивающий момент M_2 при $s=l$ и потеря на изгиб и перекося будет равен:

Крутящий момент M_1 одной секции $M_1=160$ Нм двухсекционный (рисунок 1) $M_1=320$ Нм, изгибающий момент $M_{изг}=100$ Нм [2] и перекашивающий $M_n=71,2$ Нм (4). Подставляя полученные моменты в (6), получаем $M_2 \approx 180$ Нм, что достаточно для его работы в канале при длине одной секции 500 мм и шаге $t=400$ мм для двухсекционного двигателя 2Д43.5/6.36.010.

Далее в программном комплексе Ansys 14 была составлена трехмерная модель компоновки перфобура размещенная в канале песчано-цементного блока, при его испытании на стенде [2]. Рассматриваемая для расчета КНБК имеет общую длину два метра и заданные углы перекося 3...5 градусов.

Для дальнейшего прочностного исследования был выбран статический прочностной анализ, выполненный, методом конечных элементов, который позволяет численно решать широкий спектр физических проблем, которые математически формулируются в виде системы дифференциальных уравнений или в вариационной постановке. Задав необходимые для расчета параметры и произведя решение в программе получены эквивалентные напряжения возникающие в роторе двигателя при его работе в заданных условиях (рис. 2) или напряжения Мизеса.

В заключении можно сделать вывод, что в результате аналитических исследований работы перфобура качественно и количественно доказана возможность бурения сверхдлинных перфорационных каналов малого диаметра и радиуса кривизны компоновками с серийными и специальными винтовыми двигателями по прогнозируемой траектории. Аналитически установлено, что для обеспечения работоспособности разработанных компоновок необходимо, чтобы крутящий момент винтового забойного двигателя типа Д-43 был больше момента сопротивления, равного сумме изгибающего момента, действующего в КНБК и перекашивающего момента, действующего на ротор двигателя при бурении долотами истирающе-режущего типа диаметром $D_d=56...58$ мм в режиме максимальном КПД двигателя, в каналах с минимальными радиусами кривизны $R_c=5,6...12$ м, при этом в двух секционной компоновке двигателя шаг винтовой линии ротора каждой секции должен составлять не более 400 мм.

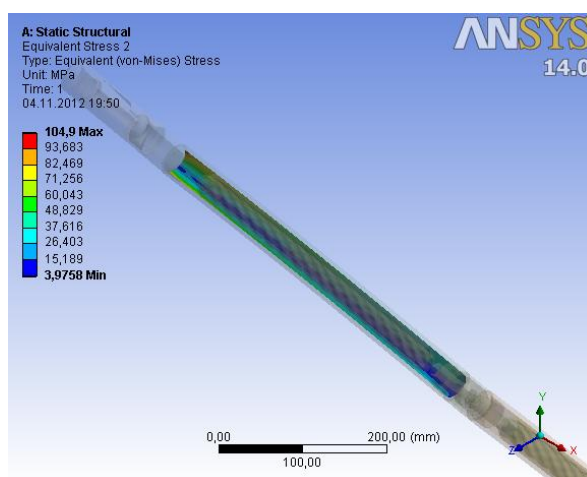


Рис. 2. Эквивалентные напряжения ротора ВЗД

Литература

1. Лягов А.В., Маликов Е.Л., Кузнецова Н.Ю., Шамов Н.А., Лягова М.А., Симонов А.С. Совершенствование технологии вторичного вскрытия и освоения скважин // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2011. – №6. – С. 160 – 173. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf.
2. Шамов Н.А., Лягов А.В., Пантелеев Д.В., Васильев А.В., Лягова М.А., Лягов И.А., Назаров С.В., Асеев Е.Г. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012. – №2. – С. 131 – 174. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shamov/Shamov_1.pdf.
3. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями/ А.В. Лягов// Автореферат для диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2005.

ИЗУЧЕНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УПРУГО-ВОЛНОВОГО ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

А.В. Максютин, Р.Р. Хусаинов, Д.В. Мардашов

Научный руководитель профессор А.А. Молчанов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург Россия

Ежегодно доля запасов месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти увеличивается. В настоящее время более 60 % извлекаемых запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами. В условиях истощения активных запасов нефти внимание к трудноизвлекаемым запасам нефти значительно возрастает. Все большее внимание уделяют месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами (месторождения битумов, высоковязкой и высокопарафинистой нефти, залежи с низкопоровыми и слабопроницаемыми коллекторами). Особую актуальность представляют высокоэффективные технологии повышения эффективности эксплуатации скважин, методы и технологии повышения нефтеотдачи и обеспечения экономически рентабельной эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Оптимистический прогноз добычи нефти, близкий к показателям «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минеральной сырьевой базы на 2005-2010 гг. и на перспективу до 2020 г. приведен в таблице. Для прогнозирования емкости рынка на последующие 10 лет использовалась эмпирическая зависимость, выявленная по результатам анализа за 2005-2007 гг. Очевидно, что наибольший интерес для сервисных компаний в ближайшие 10 лет будут представлять Западная Сибирь, Тимано-Печерская провинция, Восточная Сибирь и шельф России [6].

Таблица

Прирост запасов нефти по территориям и акваториям за счет геологоразведочных работ, необходимые для реализации программ добычи нефти в России

Регион и акватория	Прирост запасов, млн. т		
	2005-2010 гг.	Коеф.	2011-2020 гг.
Западная Сибирь	1350,00	1,70	2295,00
Волго-Урал (с российским Прикаспием)	120,00	2,08	250,00
Тимано-Печорская провинция	170,00	1,94	330,00
Восточная Сибирь (в т. ч. Республика Саха)	400,00	1,50	600,00
Предкавказье	15,00	1,67	25,00
Калининградская обл.	2,00	0,50	1,00
Сахалинская обл.	4,00	1,75	7,00
Моря России	270,00	1,94	525,00
Всего по России	2331,00	1,73	4033,00

Достижение и превышение данных прогнозов возможно за счет рационального и комплексного использования месторождений полезных ископаемых, что является одной из важнейших проблем предприятий минерально-сырьевого комплекса. В настоящее время месторождения полезных ископаемых используются недостаточно комплексно, не извлекаются многие попутные компоненты, не перерабатываются отходы производства, нарушаются земли, загрязняются водный и воздушный бассейны.

Решение данной проблемы можно достичь за счет применения инновационных технологий для комплексного использования минерального сырья, что в свою очередь позволит повысить эффективность производства, сократить потери полезных ископаемых, осуществить прирост минерально – сырьевой базы, увеличить отчисления в федеральный бюджет и во внебюджетные фонды, а так же снизить уровень безработицы в регионе.

Достаточно мало изученным, но перспективным направлением в этой области являются применение виброволновых методов воздействия на продуктивный пласт. Настоящая статья посвящена результатам исследований влияния плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) для интенсификации притока на месторождениях ТЗН [5].

Отметим, что изучение особенностей и механизмов действия исследуемой технологии на пластовую систему в целом проводится в Горном университете с 2006 года по настоящее время в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов».

В этой связи, задачи исследований по изучению влияния ПИВ на реологические свойства высоковязкой нефти и фильтрационные характеристики продуктивного пласта с целью последующей разработки и обоснования новых эффективных комплексных технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях ТЗН являются актуальными в нефтегазовой отрасли. В работе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния технологии ПИВ на реологические свойства высоковязкой нефти.

Выполнено изучение реологических свойств жидкости, которое проводилось при задаваемом и контролируемом значении скорости сдвига, при этом определялись величины параметров напряжения сдвига.

Сущность работы состояла в изучении реологических свойств высоковязких нефтей (эффективная вязкость, предельное напряжение сдвига, энергия тиксотропии и вязкоупругие свойства) до и после воздействия упругими импульсами аппаратурой плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) на ротационном вискозиметре «Rheotest» Rn 4.1 компании Messgerate Medingen GmbH (Германия). Первые исследования были проведены в январе 2009 года. В марте 2010 года данные исследования были проведены повторно (Рис. 1). На рис. 1 представлен общий вид петли гистерезиса, получаемой в процессе исследования до и после воздействия технологии плазменно-импульсного воздействия.

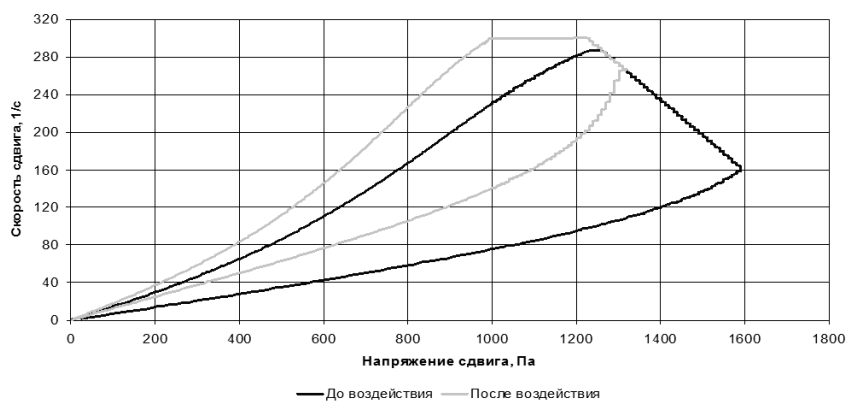


Рис. 1 Реологические кривые прямого и обратного хода высоковязкой нефти Усинского месторождения (петля гистерезиса) при $T=10^{\circ}\text{C}$, 12.03.2010

Отчетливо видно снижение площади петли гистерезиса и значений напряжения сдвига нефти Усинского месторождения после обработки ПИВ. При сравнительном анализе результатов первичных и вторичных исследований можно сделать вывод о длительном характере данного воздействия на реологические свойства высоковязкой нефти. Данные исследование продолжались в период 2009-2012 гг.

Результаты реологических исследований с исследуемой высоковязкой нефтью, выполненные в начале 2012 года представлены на рисунке 2. Отметим, что максимальные напряжение сдвига после обработки нефти плазменно-импульсным воздействием превышают характеристики исходной нефти примерно на 75 Па.

Кроме того, при изучении рисунков 1-2, отчетливо видно постепенное увеличение площади петли нефти после воздействия во временном интервале с 2010 по 2012 годы. Данные результаты могут свидетельствовать о продолжительности эффекта от обработки технологией ПИВ на месторождениях высоковязких нефтей и выбирать оптимальную периодичность воздействия. Так, для нефти Усинского месторождения продолжительность эффекта составила почти 1200 дней, примерно 3 года.

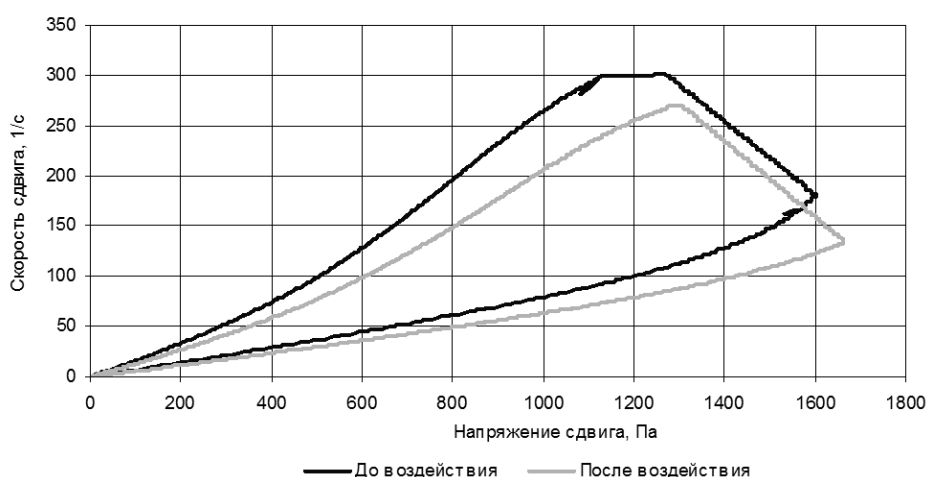


Рис. 2 Реологические кривые прямого и обратного хода высоковязкой нефти Усинского месторождения (петля гистерезиса) при $T=10^{\circ}\text{C}$, 21.01.2012

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых ученых – кандидатов наук (договор № 16.120.11.690-МК).

Литература

1. Абызбаев И.И. Комплексное многоуровневое планирование применения третичных методов увеличения нефтеотдачи при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти: Автореф. дис. д-ра техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2008. – 50 с.
2. Антониади Г.Д. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции/ Г.Д. Антониади, О.В. Савенок// Инженер-нефтяник, 2012. – № 3. – С.5 – 9.
3. Ибатуллин Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика/ Р.Р. Ибатуллин, Н.Г.Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292с.
4. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами/ И.Т.Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 448 с.
5. Пат. 2248591 РФ, G01V 1/157. Скважинный источник упругих колебаний/ Е.П. Большаков, Д.Н. Дмитриев, Б.А. Иванов, А.А. Молчанов, О.П. Печерский, В.В. Сидора, Б.П. Яценко; ООО «Импорто-экспортная торговая промышленная фирма «Рост»». – 2003100022/28; Заявлено 04.01.2003; Опубликовано 20.03.2005, Бюл. – № 8.
6. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: «Недра», 2010. – 560 с.

РАЗРАБОТКА ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ И СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ

Д.В. Мардашов, А.В.Максютин

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Многочисленные исследования состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) после проведения операций по глушению нефтегазовых скважин свидетельствуют о снижении дебитов по нефти, росте обводненности, увеличении сроков вывода скважин на режим. Процесс глушения является важным технологическим этапом, предшествующим проведению подземного ремонта скважины (ПРС), одной из задач которого является сохранение и восстановление естественных фильтрационных характеристик ПЗП. Согласно опыту разработки нефтяных месторождений, ухудшение коллекторских свойств ПЗП происходит вследствие отрицательного влияния технологических жидкостей, используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин.

Применение традиционно используемых составов на водной основе в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) приводит к значительному снижению проницаемости по углеводородной фазе и, как следствие, снижению темпов добычи нефти [2,3]. Сегодня внимание исследователей и практиков уделено химическим методам сохранения и улучшения фильтрационных свойств ПЗП, а именно, составам ЖГС на углеводородной основе и гидрофобизирующим водным растворам. За рубежом использование подобных составов превышает 21%, в России составляет лишь 1 %.

Перспектива использования гидрофобизирующих систем обусловлена наличием ряда преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми составами на водной основе. В связи с этим исследования, связанные с разработкой новых гидрофобизирующих составов ЖГС и технологий их применения для сохранения,

восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте, считаются актуальными в нефтегазовой отрасли.

В качестве исходных химических реагентов при разработке новых составов технологических жидкостей использовали неионогенные синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ), предоставленные ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан):

- продукт реакции полиэтиленполиамин (ПЭПА) с легкой фракцией таллового масла (ЛТМ);
- продукт реакции триэтаноламина (ТЭА) с жирными кислотами таллового масла (ЖКТМ).

Лабораторные исследования, проводимые совместно с компанией ООО «ОТО» (г. Самара), были направлены на разработку обратно-эмульсионных и гидрофобизирующих составов на основе данных ПАВ, а именно:

- блокирующего состава обратной водонефтяной эмульсии (ОВНЭ), стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью сохранения фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов);
- интенсифицирующего состава обратной кислотонефтяной эмульсии (ОКНЭ), стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью улучшения фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов);
- гидрофобизирующего состава в виде водной дисперсии продукта реакции ТЭА и ЖКТМ (с целью восстановления фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов) [1].

Первоочередной задачей при разработке рецептур новых составов технологических жидкостей являлось определение оптимальной концентрации ПАВ. Составы обратных эмульсий, стабилизированные реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, обладают высокой термостабильностью, т.е. 100 %-ой агрегативной устойчивостью при 80 °С, что позволяет рекомендовать данный тип ПАВ для использования в условиях повышенных пластовых температур, в частности, на месторождениях Западной Сибири.

Исследование влияния концентрации реагента-эмульгатора на агрегативную устойчивость ОВНЭ показало, что оптимальное его содержание в объеме эмульсии составляет 3 %. ОВНЭ при этом сохраняет 100 %-ую агрегативную устойчивость более 5 суток, что соответствует средней продолжительности проведения ПРС.

Повышенная термостабильность обратных эмульсий (с содержанием реагента-эмульгатора на основе ПЭПА и ЛТМ) объясняется высокой поверхностной активностью этого реагента, что подтверждается результатами измерений его межфазного натяжения.

Одним из основных преимуществ разработанных эмульсионных составов перед традиционно используемыми технологическими жидкостями на водной основе является возможность регулирования их технологических свойств за счет изменения количества и типа их дисперсной (водной) фазы. Так плотность ОВНЭ является регулируемой величиной и может изменяться в достаточно широких пределах (0,950-1,420 г/см³).

Составы ОВНЭ и ОКНЭ представляют собой жидкости с неньютоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составах от 50 до 70 % об. вязкость эмульсий варьируется в широком диапазоне (200-3000 мПа·с при скоростях сдвига 14,6-73,2 с⁻¹), что позволяет регулировать степень их проникновения в пласт в зависимости от целей обработки.

Для исследования влияния состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), на фильтрационные характеристики пород-коллекторов были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса «глушения-освоения» скважины в термобарических условиях с использованием естественного керна терригенных отложений. Экспериментальные исследования подтвердили отрицательное влияние водного раствора CaCl₂ на фильтрационные характеристики ПЗП, что выразилось в снижении проницаемости образца керна по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости (К_{ВП}) после обработки составил 20 – 40 %).

Согласно результатам экспериментальных исследований состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), при попадании в пористую среду породы-коллектора проявил гидрофобизирующие свойства, что выразилось в сохранении проницаемости по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости (КВП) составил 80-100 %) и увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе (КВП при этом составил в среднем 50 %).

Логично предположить, что использование данного эмульсионного состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом обеспечит сохранение дебитов скважин по нефти и снижение обводненности добываемой продукции. Влияние состава ОКНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, на пористую среду породы-коллектора оценивалось по результатам фильтрационных исследований при его взаимодействии с насыпной моделью карбонатной породы.

Результаты исследований показали, что разработанный состав в сравнении с традиционно используемым водным раствором HCl способствует замедлению скоростей взаимодействия его дисперсной фазы (водный раствор HCl) с углеводородо- и водонасыщенными образцами пород-коллекторов в 2-3 раза.

Таким образом, применение ОКНЭ в качестве интенсифицирующей технологической жидкости позволит увеличить глубину обработки ПЗП активной кислотой, обеспечивая равномерное проникновение эмульсионного состава в продуктивный коллектор.

Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, с высокой обводненностью скважинной продукции применение гидрофобно-эмульсионных составов нецелесообразно, так как в данном случае необходимо снизить обводненность и улучшить условия притока нефти к забою скважины, т.е. произвести восстановление фильтрационных характеристик ПЗП.

Для решения данной задачи были проведены исследования по разработке гидрофобизирующего состава на водной основе (ВГС), представляющего собой водную дисперсию ПАВ (продукта реакции ТЭА с ЖКТМ).

Лабораторные испытания показали, что оптимальная концентрация ПАВ в данном составе – 1% об. Исследование механизма влияния разработанного состава на пористую среду породы-коллектора производили путем измерения капиллярного давления в порах естественного керна терригенных отложений.

Согласно результатам исследований капиллярное давление водонасыщенного образца керна после обработки составом возросло в 1,5-2,0 раза, что свидетельствует об увеличении фильтрационного сопротивления по отношению к водной фазе.

Полученный эффект объясняется процессом гидрофобизации коллектора, в частности, изменением характера смачиваемости пористой среды керна под действием реагента.

Применение данного гидрофобизирующего состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом позволит снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебиты скважин по нефти. Таким образом, с целью повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин рекомендованы новые составы технологических жидкостей для направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте. Разработанные составы обладают гидрофобизирующими свойствами, что выгодно отличает их от традиционно используемых систем на водной основе (табл.).

Реализация технологий направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП за счет применения разработанных гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин путем их использования перед подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

Таблица

Технологии применения разработанных гидрофобно-эмульсионных составов

Показатели	Разработанный состав		
	ОВНЭ	ВГС	ОКНЭ
Характеристика состава	Обратная водонефтяная эмульсия – блокирующий гидрофобный состав	Водный гидрофобизирующий состав (1% ая водная дисперсия реагента-гидрофобизатора)	Обратная кислотонефтяная эмульсия–интенсифицирующий гидрофобный состав
Область эффективного применения	Низкопроницаемые коллектора с малой и средней обводненностью (до 60%)	Средне- и высокопроницаемые коллектора с высокой обводненностью (более 60%)	Средне- и высокопроницаемые коллектора
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный	Карбонатный
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации без продавливания в ПЗП	Продавливание в ПЗП из расчета 1,5-2,0 м ³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта	Продавливание в ПЗП из расчета 1,0-1,5 м ³ на 1м эффективной толщины продуктивного пласта

Литература

1. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – СПб, 2008. – 20 с.
2. Нюнякин В.Н., Генералов И.В., Рогачев М.К., Зейман Ю.В. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – М.: 2002. – №2. – С. 44 – 45.
3. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра, 2006. – 295 с.

ОСОБЕННОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КУЗБАССА**А.Н. Масловский**

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия обладает гигантскими прогнозными ресурсами угольного газа — около 84 трлн. м³ [1], что сопоставимо с третью прогнозных ресурсов природного газа в стране. Наиболее подходящим для организации промышленной добычи в настоящее время является район Кузбасса, в котором прогнозные ресурсы метана составляют более 13 трлн. м³ [2]. По предварительным оценкам, в долгосрочной перспективе прогнозные годовые объемы добычи газа в Кузбасском бассейне [3] могут составить около 20 млрд. м³. В Кузбассе метан является скорее помехой при добыче угля [4], чем материальной ценностью. Однако во всем мире добыча метана из угля и сланцев стремительно возрастает [5]. Поэтому извлечение и промышленное использование угольного метана является актуальной задачей [6]. В настоящее время в Кузбассе в основном реализовано 3 схемы извлечения метана из угольных пластов.

1). На юге Кузбасса, в феврале 2010 г. на Талдинском месторождении Газпром заложил опытные скважины для промышленного извлечения угольного метана. В течение года в режиме пробной эксплуатации на Талдинском месторождении было добыто 4,9 млн. м³ газа. Одновременно было организовано пробное использование угольного метана для выработки электроэнергии и в качестве моторного топлива для автомобилей [7].

Для извлечения большого количества внутрипластовой воды используются погружные штанговые винтовые насосы марки BMW PC Pump 32–1200 с наземным приводом МГ. Поскольку в пластовой воде может содержаться до 10% механических примесей (проппанта, цемента, горной породы, частиц угля и др.) то ресурс насосов значительно уменьшается и уменьшается время работы скважин.

2). Для дегазации угольных пластов на шахтах г. Новокузнецка используется схема предварительной пластовой дегазации выемочных столбов [8] сеткой горизонтальных скважин длиной 215 м и шагом 12 м, как показано на рис.1. Скважины бурятся из штреков. Выделяющийся метан отсасывается вакуум насосом и сжигается в котельной.

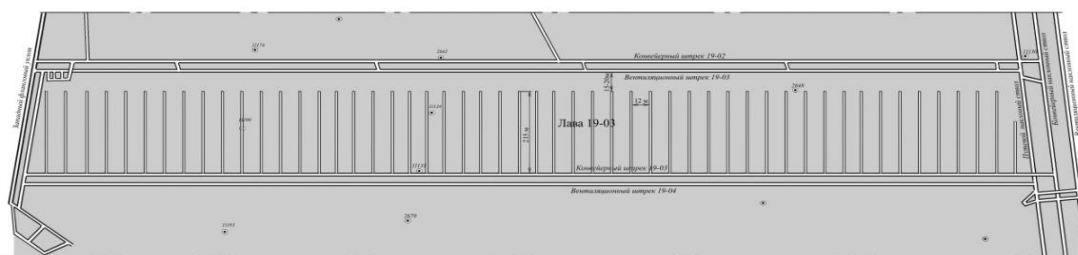


Рис.1 Схема дегазации разрабатываемого пласта 19

3). Для дегазации угольных пластов на шахтах в г. Белово используется комбинируемый способ дегазаций. При этом проводят предварительную пластовую дегазацию и дегазацию выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности [9], как показано на рис.2.

С течением времени дебит метана возрастает из-за нарушения сплошности угольного пласта и купола обрушения выработанного пространства.

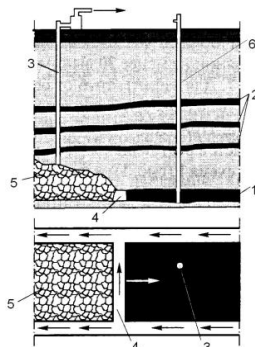


Рис.2. Схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности в купол обрушения. 1 – разрабатываемый пласт; 2 – сближенные пласты; 3 – скважина; 4 – очистной забой; 5 – выработанное пространство; 6 – обсадная колонна

Выводы. Для извлечения угольного метана необходимо решить следующие проблемы:

1). Для скважин, расположенных на Талдинского месторождении, для откачки внутрипластовой воды необходимо применение износостойких насосов с повышенным ресурсом. Это увеличит время работы скважин.

2). При дегазации угольных пластов в г. Новокузнецке необходимо интенсифицировать процесс выделения метана, возможно, с использованием гидроразрыва пласта.

3). При дегазации угольных пластов в г. Белово, для интенсификации выделения метана необходимо бурение наклонных горизонтальных скважин по пласту простираения с обсадкой скважин, так как угольные пласты имеют низкую прочность и в процессе горизонтального бурения начинают обваливаться.

Литература

1. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. Повышение эффективности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений на основе организации совместной добычи угля и метана // Уголь, 2003, – № 9, – С. 3 – 6.
2. Рубан А.Д., Забурдяев В.С., Забурдяев Г.С., Матвиенко Н.Г. Метан в угольных шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование. – М.: ИПКОН РАН, 2006. – 312с.
3. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – М.: Недра, 1979 – 271с.
4. Сергеев И.В., Забурдяев В.С. и др.. Управление газовыделением в угольных шахтах при ведении очистных работ. – М.: Недра, 1992. – 256с.
5. Сластунов С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: Изд. МГУ. 1996. – 441 с.

6. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне / Ю.Н.Малышев., Ю.Л. Удин, М.П. Васильчук и др. – М.: Изд. Академии горных наук, 1997. – 463с.
7. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Презент Г.М. Перспективы промышленного извлечения угольного метана. Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд. МГУ, 2002, – №6. – С. 6 – 10.
8. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Проблемы реализации концепции метанобезопасности на угольных шахтах России. // Уголь, 2009. – №1. – С. 28 – 30.
9. Сикора П., Смыслов Д., Плегнер О. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности. Глюкауф, 2008. №1. – С. 39 – 45.

УТИЛИЗАЦИЯ МЕТАНА

А.Н. Масловский

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При подземной добыче угля в зависимости от геологических условий выделяется определенное количество метана, который может образовывать с воздухом горючие или взрывоопасные смеси [1]. По этой причине отвод и надежная дегазация данного газа являются важной составной частью горных работ угольных шахт.

Способ дегазации зависит от системы и технологии добычи. Наряду с центральными системами дегазации, применяются также децентрализованные подземные и поверхностные дегазационные системы. Данные системы служат для того, чтобы обеспечить сбор метаносодержащего газа (далее просто газа), как можно ближе к обрабатываемому [2] участку и обеспечить его безопасный отвод на поверхность. Выделяемая в атмосферу метановоздушная смесь имеет различное содержание метана. Диапазон концентрации колеблется от 1 % до 100 %. С точки зрения негативного воздействия, шахтный метан рассматривается в двух направлениях: метановая опасность и антропогенные выбросы. Негативное воздействие шахтного метана на окружающую среду устраняется за счет его утилизации, т. е. использования в качестве альтернативного топлива для производства тепла, пара и электроэнергии в газовых генераторах, когенерационных и оксидационных установках или сжигания в факельных установках [3]. Во всех дискуссиях об изменении климата упоминают метан. Коэффициент глобального потепления от метана в 21 раз выше, чем от CO₂. В связи с этим необходимо предотвратить выбросы метана в атмосферу. Можно выделить три способа утилизации метана: 1. Сжигание. 2. Очистка. 3. Переработка.

Первый способ подходит для газа с теплотворной способностью 11-17 ГДж/1000м³ и содержанием метан 25-50%. В этом случае применяют сжигание на факельных установках, использование в газопоршневых устройствах и в котельных сооружениях. Ко второму способу относится газ с теплотворной способностью 17-32 ГДж/1000м³ и содержанием метана 50-80%. Здесь используется очистка метана для потребительских нужд, подача метана в газопровод, бытовой газ, газ для двигателей внутреннего сгорания и т.д.

Третий способ применяется к газу с теплотворной способностью 32-36 ГДж/1000м³ содержанием метана 80-100%. Может использоваться переработка метана в метанол для производства топлива.

В отличие от использования в газопроводе, производство электричества из шахтного газа не требует высоких концентраций. Так как концентрация метана при дегазации шахт Кузбасса не стабильна, то можно применять первый и второй способ утилизации метана. По замерам концентраций метана на дегазации шахты Чертинской-коксовой (г. Белово) утилизация метана может проходить по первой группе. На рис. 1 представлена годовая зависимость концентрации метана [4] на шахте Чертинская-коксовая. Если производить утилизацию метана на шахте через газопоршневые установки, то получится экономический эффект за счет когенерационного эффекта.

Снижение затрат на шахтах будет от двух направлений - потребление произведенной из газа электроэнергии и экономия угля в котельных. Газовые двигатели зарубежных производителей используют низшую теплоту сгорания от 10.9 МДж/нм³ с минимальным содержанием метана 25% и минимальным давлением газа 5 кПа. На рис. 1 видно, что концентрация метана не опускается ниже 25%. То есть состав газа, предъявляемый к газовым двигателям, подходит к нашим условиям.

Зависимость концентрации метана

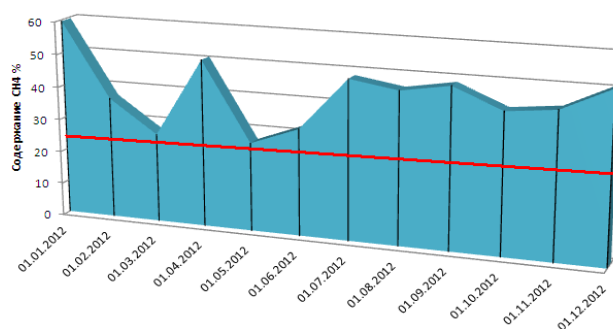


Рис. 1 Годовая зависимость концентрации метана



Рис. 2 Раздельное производство электроэнергии и тепла

Важным фактором является и то, что при когенерации топливо используется почти в два раза эффективнее. При раздельном производстве электроэнергии с помощью электростанций, а тепла с помощью котельных, общий КПД меньше 60%. В то время как когенерационная установка дает КПД 90%, а иногда и 95% (в зависимости от типа силового агрегата, конструкции системы и способа прокладки сетей), как видно на рис. 2.

Таким образом, для шахты Чертинская-коксовая наиболее выгодно проводить утилизацию метана с использованием когенерационных установок.

Литература

1. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. Повышение эффективности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений на основе организации совместной добычи угля и метана // Уголь, 2003 – № 9. – С. 3 – 6.
2. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Презент Г.М. Перспективы промышленного извлечения угольного метана. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Изд-во МГГУ, 2002 – №6. – С. 6 – 10.
3. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Проблемы реализации концепции метанобезопасности на угольных шахтах России. // Уголь, 2009. – №1. – С. 28 – 30.
4. Журнал по дегазационным установкам ш. Чертинской-коксовой. – Белово, 2012. – 354 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРЯМОГОННОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕЁ ПРЕВРАЩЕНИЕ В ВЫСОКООКТАНОВЫЙ БЕНЗИН

Д.С. Мигачёва, М.С. Агамирзоев

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение глубины переработки нефти – основная задача нефтеперерабатывающей промышленности. Основным направлением данной промышленности считается повышение эффективности использования нефтяного сырья, что означает снижение его удельного расхода для получения требуемого ассортимента товарной продукции без изменения количественных и качественных показателей производства [1]. Эффективность переработки напрямую зависит от углубленного исследования состава фракция нефти.

В данной работе были проведены исследования прямогонной бензиновой фракции (ПБ) газового конденсата Мыльджинского месторождения и продукт его конверсии в высокооктановый бензин (ВБ) на цеолитных катализаторах. Результаты анализа газообразных и жидких продуктов превращения прямогонного газового конденсата газохроматографическим методом приведены в работе [3].

В зависимости от каталитической активности используемых катализаторов в ходе превращения происходит значительное изменение состава. По составу фракция ПБ состоит из 35 % n-алканов, 40% - изоалканов, 20 %- нафтенов и 4 % аренов. Октановое число ПБ фракции составляет 65 пунктов по ИМ. Продукты превращения прямогонного бензина по групповому углеводородному составу содержат (8,90 - 15,60) % парафинов, (31,44 - 42,85) % изопарафинов, (18,82 - 23,61) % нафтенов, (21,75 - 33,87) % ароматических углеводородов. Октановое число конверсированного ПБ составляет (92,30 - 98,88) пунктов по ИМ [3]. В ходе работ были выполнены определения фракционного состава исследуемых объектов по ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава» на автоматическом анализаторе модели РАС OptiDist при атмосферном давлении. По полученным данным были построены кривые разгонки (рис).

По полученным результатам мы видим, что температура начала кипения прямогонного бензина незначительно выше, чем температура начала кипения высокооктанового бензина, но после 5 % отгона температуры практически сравниваются, и в дальнейшем наблюдается утяжеление состава высокооктанового бензина. Температура конца кипения прямогонного бензина 176,3 °С, температура конца кипения высокооктанового бензина 219,0 °С. Значения плотностей исходных объектов и в продуктах их дистилляции были определены на измерителе плотности жидкостей вибрационном «ВИП-2М» при температуре 20 °С.

Средние значения плотностей было рассчитаны по пяти значениям. Данные приведены в таблице.

Для данного метода были рассчитаны характеристики погрешности измерений. Оценку значений приписанной характеристики погрешности, показателя точности методики анализа, проводили по

установленным значениям характеристик ее случайной и систематической составляющих с применением алгоритмов, рекомендуемых в [2]. В качестве образца для оценивания показателей повторяемости и воспроизводимости методики измерений были использованы ГСО 7582-99 плотности жидкостей (683,0 – 697,2) кг/м³; ГСО 7586-99 плотности жидкостей (998 – 999) кг/м³; ГСО 7587-99 плотности жидкостей (881 – 899) кг/м³.

С каждым ГСО было выполнено по двадцать единичных анализов. В исследуемых объектах были измерены значения межфазного натяжения стагамометрическим методом с использованием прибора СТ-2, который основан на определении объема капель, выдавливаемых из капилляра на границе раздела фаз бензин – дистиллированная вода. Величина межфазного поверхностного натяжения рассчитывается по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_в - \rho_н), \text{ мН/м} \quad (1)$$

где σ – среднее значение межфазного поверхностного натяжения, мН/м; K – постоянная капилляра, (мН/м)/(кг/м³); V – среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли в делениях шкалы микрометра прибора; $\rho_в$ – плотность дистиллированной воды, кг/м³; $\rho_н$ – плотность бензина, кг/м³ [4].

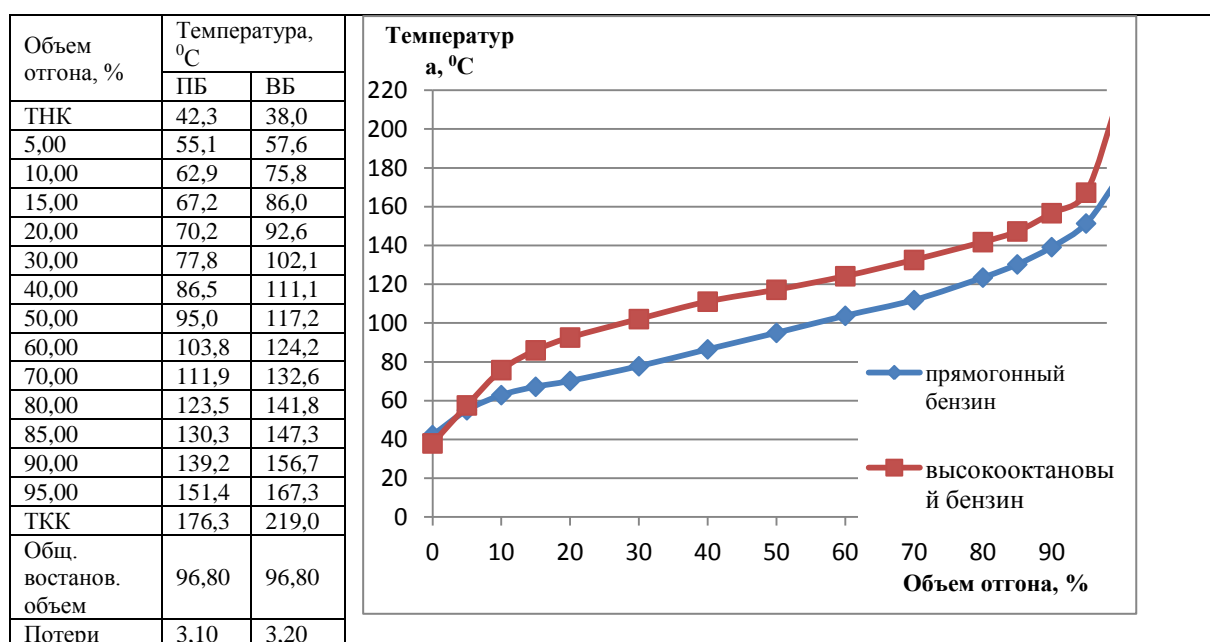


Рис. Данные результатов перегонки и график зависимости в координатах температура – объем отгона

Величину постоянной капилляра определяют по формуле:

$$K = \frac{28,5}{V \cdot (\rho_в - \rho_о)} = \frac{28,5}{25,04(998,2 - 869,0)} = 0,01, \text{ (мН / м) / (кг / м}^3) \quad (2)$$

где 28,5 – поверхностное натяжение на границе толуол – дистиллированная вода; 25,04 - объем всплывшей капли толуола; $\rho_в$ – плотность воды, ее значение 998,2 кг/м³; $\rho_о$ – плотность толуола, 869,0 кг/м³.

Объем выдавливаемой капли определялся по двенадцати замерам, и рассчитывалось среднее значение объема капли. Рассчитанные значения приведены в таблице

Таблица

Результаты исследования ПБ и ВБ

Показатели	Прямогонный бензин	Прямогонный бензин после перегонки	Высокооктановый бензин	Высокооктановый бензин после перегонки
Плотность, г/см ³	0,738	0,739	0,756	0,759
Объем капли в делениях шкалы микрометра прибора	29,4	27,7	38,6	33,1
Поверхностное натяжение, мН/м	61,54	57,39	74,91	63,13

Из полученных результатов выполненных экспериментов можно сделать выводы о том, что после конверсии значительно меняются свойства прямогонного бензина. Неблагоприятное влияние парафинов на октановое число снижается путем их превращения в изопарафины и арены. Часть нафтенов также превращаются в арены, увеличение содержания которых приводит к повышению октанового числа. Эти данные

подтверждаются результатами разгонки, на графиках наблюдается увеличение температур отгона по объемам, происходит увеличение плотности и поверхностного натяжения высокооктанового бензина.

Литература

1. Ерофеев В.И. Современное состояние нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А.Усова. – Томск, 2012. – Т.2. – С. 160 – 161.
2. РМГ 61 — 2003 "Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки"
3. Хомяков И.С., Матвеева Е.Ю. Процесс конверсии прямогонной бензиновой фракции газового конденсата Мыльджинского месторождения в высокооктановые бензины на цеолитных катализаторах, модифицированных бинарными системами оксидов SN(III) и BI(III); SN(III) и V(V) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А.Усова. – Томск, 2012. – Т.2. – С. 204 – 206.
4. Шишмина Л.В., Носова О.В. Изучение физико-химических свойств нефти и газа: Лабораторный практикум. – Томск: ТПУ, 2011. – 196 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АКТИВАТОРА ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ СРЕД ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НЕФТИ

С.А. Молокитин

Научный руководитель преподаватель А.Н. Анушенков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Одной из важнейших задач в нефтедобывающей промышленности является совершенствование процесса транспортирования нефти в условиях низких температур. Это связано с тем что большая часть нефтяных месторождений в России расположены в географических зонах с преобладающим холодным климатом. Как известно нефтепроводы в таком климате работают в температурном режиме при котором возникают проблемы связанные с тем что при перекачке парафинистых нефтей по нефтепроводам на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений.

Это ведет к закупорке трубопровода и невозможности дальнейшей его эксплуатации. Если рассмотреть процесс парафинизации, то его можно разделить его на стадию формирования кристаллов парафина, стадию укрупнения уже выпавших кристаллов, и стадию образования парафиноотложений. На первой стадии важными факторами влияющими на формирование кристаллов являются температура, давление и общая концентрация асфальтосмолопарафинов.

На интенсивность формирования отложений влияет скорость потока и материал стенок трубопровода, но стоит заметить что влияние материала присутствует только на начальном этапе формирования отложений.

В настоящее время существует множество решений как по предотвращению этого явления так и нейтрализации последствий. Следует выделить малоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно без заметных внешних энергетических затрат или с использованием внутренних резервов вещества перестраивать его структуру, они являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности. В последнее десятилетие выросло количество научных публикаций посвященным перечисленным методам интенсификации технологических процессов, в том числе в нефтяной отрасли.

Часть из них прошли полупромышленные испытания и внедрены на ряде производств малой и большой мощности. Примерами служат кавитационный способ при разгонке высоковязких нефтей или остаточных фракций [4], магнитное поле при добыче нефтей, в частности, для устранения налипания асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах [3], электрическое поле в процессах подготовки нефти [2] и др.

В данной статье для повышения эффективности транспортирования нефти предлагается устройство комплексной активации [1] (Рисунок 1) позволяющее совместить в себе несколько способов воздействия. Несмотря на большое количество работ в научной литературе [5] нет однозначных выводов которые позволяют судить об эффективности комплексного воздействия данного устройства на нефть для улучшения показателей ее транспортирования в условиях низких температур.

Предполагается что результатом воздействия станет снижение относительной скорости парафинизации нефти, смещение температуры начала кристаллизации парафинов в область более низких температур, а так же снижение вязкости нефти. Кроме того активатор обладает нагнетательным эффектом эффективность которого планируется определить в процессе исследований.

Активатор вязкопластичных сред состоит из прямоугольной проточной камеры 1 со щелевидным каналом 2, консолей 3, пластин-резонаторов 4, источников переменного магнитного поля 5. Прямоугольная проточная камера присоединяется, например, с помощью фланцевых соединений 6 к основному стволу трубопровода 7.

Камера 1 изготавливается из магнитопроницаемого материала (парамагнетика или ферромагнетика). Материалами для изготовления камеры 1 могут служить электротехнические стали, металлы и т.п. Источник переменного магнитного поля 5 размещен с внешней стороны камеры, представляет собой обмотку со стержнем, в котором генерируется переменное магнитное поле.

Синхронность работы источников достигается за счет импульсного блока управления. Консоли 3 выполнены из рессорной стали, способны выдержать большое количество колебаний.

Пластины-резонаторы 4 изготавливаются из магнитного материала и закреплены в консолях 3. Размеры устройства зависят от диаметра трубопровода, в котором оно устанавливается. При транспортировке по трубопроводу жидких сред и смесей, оснащенным устройством, приводят в колебательное движение за счет резонанса пластины резонаторы путем включения источника переменного магнитного поля.

При колебании пластин происходит турбулизация потока смеси, ее интенсивная обработка за счет кавитационного эффекта. Таким образом, идет интенсивная активация смеси, при которой возникают частые интенсивные соударения частиц смеси, их разрушение и измельчение с перемешиванием.

Подбирая режим обработки за счет амплитуды и частоты резонирования пластин, можно управлять процессом активации смесей. Данное устройство позволит обеспечить транспортировку нефти без закупорки нефтепроводов и на более удаленное расстояние, вместе с этим увеличит диапазон температуры транспортирования, а так же создаст нагнетательный эффект для поддержания давления транспортирования.

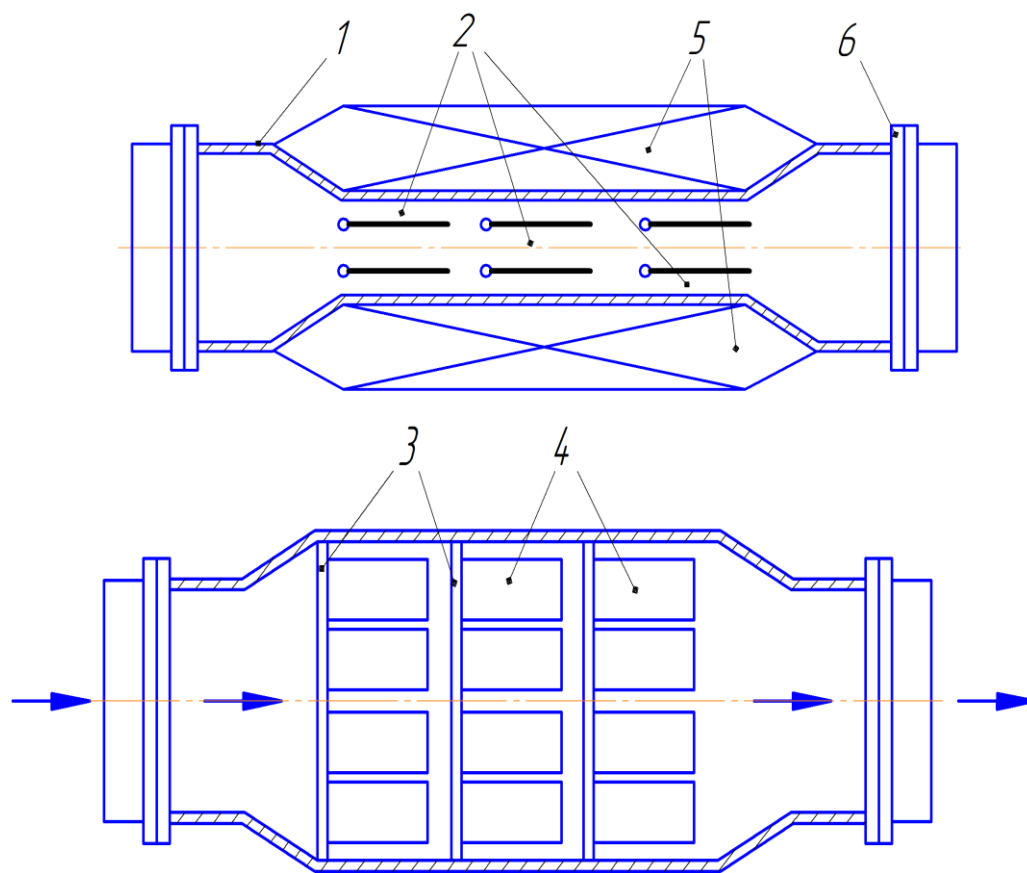


Рис. 1 - Активатор вязкопластичных сред

1 – корпус 2 – канал 3 – консоли 4 – пластины резонаторы 5 – источники переменного магнитного поля 6 – фланцевое соединение

Литература

1. Анушенков А.Н., Штеле В.И., Устройство обработки жидких сред. №1778320
2. Ахметов, С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. – Уфа:УГНТУ, 1997. – 279 с.
3. Карпов, Б.В. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти / Б.В.Карпов [и др.] // Нефтяное хозяйство, 1997. – №7. – С. 46 – 47.
4. Козлов, В.А. Механические процессы глубокой переработки тяжелого углеводородного сырья / В.А.Козлов [и др.] // Матер. межд. конф. Химия нефти и газа. – Томск: Изд-во института оптики и атмосферы СО РАН, 2003. – С. 473 – 475.
5. Тихонов А.И., Мягков В.Я. Способ предотвращения отложений парафина на стенках труб фонтанных скважин, А.с. № 134263 от 25.12.1960

ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
ФЕНОМЕНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.Г. Наймушин

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача оценки извлекаемых запасов нефтяных месторождений с использованием интегрированной системы феноменологических моделей и дополнительной априорной информации. Приводятся результаты исследований точности оценок с использованием промысловых данных добычи нефти и экспертных оценок извлекаемых запасов.

В настоящее время в связи с возрастающей ролью системного подхода при проектировании и управлении в условиях неопределенности актуальным является решение задач идентификации и прогноза эволюционных процессов жизненного цикла сложных технических и социально – экономических систем. Для прогнозирования жизненного цикла большое внимание уделяется феноменологическим моделям эволюционных процессов вида [1-2]

$$y_t^* = y_t + \xi_t = y(t_0) + \int_{t_0}^t f(\tau, y, \alpha) d\tau + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \quad (1)$$

отражающих их целостные системные свойства. Здесь $y_t^*, y_t, t = \overline{1, n}$ – фактические и вычисленные на основе модели значения процесса в различные моменты времени t ; $f(t, y, \alpha)$ – известные с точностью до вектора параметров $\alpha = (\alpha_j, j = \overline{1, m})$ функции; $\xi_t, t = \overline{1, n}$ – различного рода случайные факторы, представляющие погрешности расчета траектории процесса, ошибки измерения y_t , неточности при выборе модели процесса.

Примерами эволюционных моделей (1) являются текущая емкость рынка инновационного товара, накопленная добыча нефти и газа в процессе разработки месторождений углеводородов, забойные давления при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах фильтрации [3-4]. Однако при решении задачи параметрической идентификации, связанной с определением параметров феноменологической модели жизненного цикла (1), возникают проблемы обеспечения устойчивости, повышения точности оценок, учета дополнительной априорной информации, особенно на начальной стадии развития процесса, когда объем исходных данных n мал.

Модели и алгоритмы оценки извлекаемых запасов.

Основой задачи идентификации эволюционных процессов жизненного цикла является интегрированная система феноменологических моделей вида

$$\begin{cases} y_t^* = f_0(t, y, \alpha) + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \\ x_j = f_{aj}(y_t, \alpha) + \eta_j, \quad j = \overline{1, d}, \end{cases} \quad (2)$$

где первая система из n уравнений - стохастическая модель исследуемого эволюционного процесса жизненного цикла (2), а вторая система из d уравнений представляет модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию \bar{x}_j , известную к моменту времени t . В качестве априорной информации могут быть использованы данные о параметрах эволюционного процесса $\bar{x}_j = \bar{\alpha}_j, j = \overline{1, m}$, известные к моменту времени t с погрешностью η_j , будущие значения траектории эволюционного процесса $\bar{x}_{(n+j)} = \bar{y}_{n+j}, j = \overline{1, l}$, в том числе и его предельные значения (аттракторы $\bar{x}_\infty = y_\infty$). Модели объектов аналогов $f_{aj}(y_t, \alpha)$ могут представлять функции, функционалы, а в общем виде операторы f_{aj} от переменных y_t в классах линейных, нелинейных параметрических либо непараметрических моделей [4]; ξ_t, η_j – случайные неконтролируемые факторы.

С позиции системного подхода процесс параметрической идентификации эволюционных моделей (2) можно представить как решение оптимизационных задач вида [4]

$$\alpha_n^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta), \quad (3)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta} J_0(\alpha_n^*(\beta)), \quad (4)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x) (f(x^*) = \min_x f(x))$; $\Phi(\alpha, \beta) = \Phi(J_0(\alpha), \beta_k J_k(\alpha_n), k = \overline{1, l})$ – комбинированный показатель качества системы моделей (3), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели КВД и

взвешенных весами β_n частных показателей качества $J_k(\alpha_n)$ моделей дополнительных априорных данных и экспертных оценок.

На рисунке и таблице приведены результаты решения актуальной задачи анализа и контроля разработки лицензионных участков нефтяных месторождений, прогноза накопленной добычи нефти и оценки извлекаемых запасов.

Для решения задачи интеграции геологической и технологической информации и идентификации эволюционного процесса использовалась интегрированная система моделей накопленной добычи нефти вида

$$\begin{cases} y_t^* = f(t, \alpha) + \xi_t = y(t_0) + \alpha_1 \int_{t_0}^t \exp(-\alpha_2 \tau) \tau^{\alpha_3} d\tau + \xi_t, \quad t = \overline{1, n}, \\ \bar{z}_\infty = \bar{\kappa} \cdot Q + \eta = f(\infty, \alpha) + \eta, \end{cases} \quad (5)$$

$y_t^*, t = \overline{1, n}$ – фактические значения добычи нефти объектов разработки за период времени Δt ; $y(t_0)$ – накопленная к начальному моменту времени t_0 добыча нефти; \bar{z}_∞ – априорная информация об извлекаемых запасах; Q – геологическая оценка балансовых запасов; $\bar{\kappa}$ – экспертная оценка коэффициента извлечения.

Фактические значения накопленной добычи нефти пласта $Ю_2^1$ нефтяного месторождения Томской области за 23 года разработки приведены на рисунке линией 1. Линии 2-5 представляют оценки прогнозной добычи нефти $y(t_n + \tau)$, начиная со второго года разработки

$$y(t_n + \tau) = f(t_n + \tau, \alpha_n^*(\beta_n^*)), \quad t_n = n, n = \overline{1, 5}, \tau = \overline{1, 23 - n}, \quad (6)$$

где $\alpha_n^*(\beta_n^*)$ – оценки параметров модели (5), полученные на основе (3) при использовании метода оптимизации Гаусса-Ньютона [4] и при оптимальном значении управляющего параметра β_n^* (4), полученного с использованием метода золотого сечения. Точные значения извлекаемых запасов за все время разработки нефтяного пласта $Ю_2^1$ составили $z_\infty = 7,4 \cdot 10^6$ тонн. Априорная информация об извлекаемых запасах выбиралась равной $\bar{z}_\infty = 5 \cdot 10^6$ тонн с ошибкой порядка 30 %.

Корректировка априорной информации \bar{z}_∞ в модели (5) проводилась по схеме

$$\bar{z}_{\infty, n} = f(T, \alpha_n^*(\beta_n^*)), n = 2, 3, \dots \quad (7)$$

где T – соответствует времени завершения разработки нефтяного пласта ($T = 43$).

В таблице приведены значения относительных ошибок оценок извлекаемых запасов за первые 7 лет разработки нефтяного пласта

$$\delta_n = \text{abs}((f(T, \alpha_n^*(\beta_n^*)) - z_\infty) / z_\infty), n = \overline{2, 7}, \quad (8)$$

полученные на основе (3) – (5) с учетом априорной информации и условно названные методом интегрированных моделей (МИМ), а также методом Гаусса – Ньютона (МГН) и методом Левенберга – Марквардта (МЛМ) без использования априорной информации на основе модели [5]

$$y_t^* = f(t, \alpha) + \xi_t = y(t_0) + \alpha_1 \int_{t_0}^t \exp(-\alpha_2 \tau) \tau^{\alpha_3} d\tau + \xi_t, \quad t = \overline{1, n} \quad (9)$$

Из таблицы видно, что метод интегрированных моделей позволил улучшить экспертную оценку извлекаемых запасов с 30 % до 5 % ошибки, что отражено и на графике рисунка (см. линии 2-4), демонстрирующих достаточно быструю сходимость прогнозных значений накопленной добычи нефти (6) к их фактическим значениям.

Таблица

Относительная ошибка оценок извлекаемых запасов, %

Методы	Время разработки (номер года)					
	2	3	4	5	6	7
МИМ	0,461	0,244	0,173	0,086	0,059	0,046
МГН	–	8,405	6,537	0,369	0,469	0,319
МЛМ	3,483	0,363	0,312	0,343	0,349	0,301

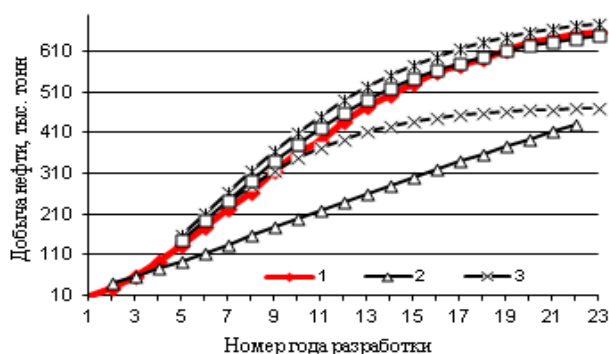


Рис. Фактические (линия 1) и прогнозные значения добычи нефти (линии 2 – 5) с учетом априорной информации о запасах

Литература

1. Анфилатов В. С., Системный анализ в управлении/ Емельянов А.А., Кукушкин А.А. – М.: «Финансы и статистика», 2002. – 368 с.
2. Семенычев В.К. Методы идентификации логистической динамики и жизненного цикла продукта моделью Верхульста/ Кожухова В.Н., Семенычев Е.В. // Экономика и математические методы, 2012 – Том 48 – С.108 – 115.
3. Хасанов М.М. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей/ Карачурин Н.А., Тяжев Е.А.// Вестник инженерного центра ЮКОС, 2001. – №2. – С. 3 – 7.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
5. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 300 с.

ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ТОЛОН - МАСТАХСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОДИФИЦИРОВАННЫМ МЕТОДОМ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

М.М. Николаева

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время актуальной проблемой в области рационального использования природных ресурсов является задача мониторинга и контроля извлекаемых запасов месторождений углеводородов на ранних этапах их разработки, когда объем промысловых данных мал. Традиционным методом определения извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений является метод падения пластового давления основанный на уравнении материального баланса [1].

В работе рассматривается задача прогноза добычи и оценки извлекаемых запасов газовых и газоконденсатных месторождений на ранних этапах их разработки модифицированным методом падения давления с учетом дополнительной априорной информации. Приводятся результаты исследований точности оценок с использованием промысловых данных годовой добычи газа и пластового давления горизонта J1-I Толон - Мастахского газоконденсатного месторождения.

Основу модифицированного метода падения давления составляет интегрированная система моделей (ИСМ) материального баланса, представленная в виде двух взаимодействующих нелинейных дискретных стохастических систем уравнений [2]

$$\begin{cases} V_z^* = V_z + \xi = f_z(P, \alpha) + \xi, \\ \bar{Z} = Z + \eta = f_a(P, \alpha) + \eta. \end{cases} \quad (1)$$

Первая система моделей отражает зависимость накопленных отборов газа от пластового давления. Вторая система представляет дополнительные априорные данные и экспертные оценки. $V_{z,n}^*$, $P = (v_{z,i}^*, p_i, i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений накопленных отборов газа и приведенного пластового давления в текущий момент времени t_n ; $\bar{Z}_n = (\bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots, \bar{z}_p)$ – векторы дополнительных априорных данных; V_z, Z – векторы накопленных отборов газа и дополнительных априорных данных вычисленные на основе моделей f_z, f_a , заданных с точностью до параметров $\alpha_n = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$; $\xi_n = (\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n)$, $\eta_n = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_n)$ – векторы случайных величин, представляющих погрешности измерений накопленных отборов газа, приведенного пластового давления и ошибки дополнительных данных и экспертных оценок.

Оценки извлекаемых запасов находим по прямолинейному участку зависимости V_z от P_{nl} . В данном случае ИСМ материального баланса (1) состоит из двух систем линейных уравнений вида

$$\begin{cases} V_z^* = F_z \alpha + \xi, \\ \bar{Z} = F_a \alpha + \eta, \end{cases} \quad (2)$$

и задача ее параметрической идентификации (определение неизвестных параметров α) сводится к решению следующей системы уравнений [2]

$$(F_z^T F_z + F_a^T W_\beta F_a) \cdot \alpha_n(\beta) = (F_z^T V_z^* + F_a^T W_\beta \bar{Z}), \quad (3)$$

где $F_z^T = \begin{bmatrix} 1, & 1, & \dots, & 1 \\ p_1, & p_2, & \dots, & p_n \end{bmatrix}$, $F_a^T = \begin{bmatrix} 1, & 0 \\ 0, & 1 \end{bmatrix}$ – матрицы размерности $(2 \times n)$ и (2×3) ; $\bar{Z} = (\bar{V}_u, \bar{p}_n / \bar{V}_u)$ – вектор

экспертных оценок извлекаемых запасов \bar{V}_u и начального пластового давления \bar{p}_n ; $W = \text{diag}(\beta_1, \beta_2)$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta = (\beta_1, \beta_2)$, определяющих значимость (вес) дополнительных данных \bar{Z} ; T – символ транспонирования.

Оценку извлекаемых запасов определяем по формуле

$$V_{u,n}^*(\beta_n^*) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) \quad (4)$$

где параметр $\alpha_{1,n}^*$ находим из решения системы уравнений (3), а оценку вектор управляющих параметров β путем решения оптимизационной задачи

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} \|V_z^* - F_z \alpha_n(\beta)\|^2, \quad (5)$$

где запись $\|X\|^2$ означает норму вектора X ; n – объем данных отборов газа и пластового давления. Алгоритм определения извлекаемых запасов по модифицированному методу падения давления с учетом дополнительной априорной информации заключается в формировании и решении системы линейных уравнений (3), решении оптимизационной задачи (5) и вычислении оценок извлекаемых запасов по формуле (4).

Приведем примеры оценок извлекаемых запасов следующих из модифицированного метода падения давления при соответствующем выборе управляющих параметров β и экспертных оценок \bar{Z} .

1. Метод падения давления (МПД) [1]. Следует из (3) - (5) при $\beta_1^* = \beta_2^* = 0$.

$$V_{u,n}^*(0) = \alpha_{1,n}^*(0). \quad (6)$$

2. Метод падения давления с регуляризацией. Следует из (3) - (5) при $\beta_1^* = \beta_2^* = \beta^*$ и $\bar{V}_u = 0, \bar{p}_n / \bar{V}_u = 0$

$$V_{u,n}^*(\beta_n^*) = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*). \quad (7)$$

Результаты исследования точности оценок извлекаемых запасов по промысловым данным отражены на рис. 1,2. На рис. 1 приведены годовые значения накопленных отборов газа и приведенного забойного давления горизонта J1-I Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения за 22 года разработки [3].



Рис.1 Промысловые данные годовых показателей разработки горизонта J1-I Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения

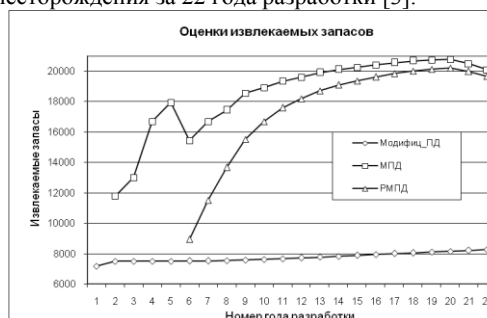


Рис.2 Оценки извлекаемых запасов

На рис. 2 изображены прогнозные оценки извлекаемых запасов полученные традиционным методом падения давления - МПД, регуляризованным методом падения давления - РМПД и модифицированным методом падения давления - ММПД. В качестве дополнительных априорных данных использовалась информация об извлекаемых запасах, полученная на основе объемного метода $\bar{V}_u = 15,47 \times 10^9 \text{ м}^3$. Реально извлекаемые запасы горизонта J1-I Толон - Мастахского газоконденсатного месторождения за все годы разработки составили $6,911 \times 10^9 \text{ м}^3$ [3].

Из рис. 2 видно, что оценки извлекаемых запасов полученные модифицированным методом падения давления более точные и устойчивые по сравнению с традиционным методом падения давления и регулируемым методом падения давления.

Литература

1. Мирзаджанадзе А. Х., Кузнецов ОЛ, Басниев К.С.Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.
2. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: Учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
3. Сивцев А. И. Причины низкой эффективности разработки Толон-Мастахского ГКМ [Электронный ресурс] / А. И. Сивцев//Нефтегазовое дело: эл. науч. Журн., 2008. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Sivtzev/Sivtzev_1.pdf, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 28.01.2013).

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗНЫМИ ОСУШИТЕЛЯМИ

Д.А. Овчаренко

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной объем добычи газа в России обеспечивается за счет эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений северных территорий страны, в том числе и севера Западной Сибири. Большая отдаленность газодобывающих промыслов, сложные геолого-промысловые и суровые климатические условия обусловили повышенные требования к качеству товарного газа, которые отражены в отраслевом стандарте как точки росы по воде и по углеводородам. Требуемая степень осушки газа может быть достигнута в результате применения разных технологий его подготовки: низкотемпературных, абсорбционной и адсорбционной. В настоящее время на крупных северных газовых месторождениях, находящихся на компрессорной стадии разработки, отдано предпочтение абсорбционному способу осушки газа.

Цель работы заключается в сравнительном анализе эффективности использования диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ) как осушителей. В этом случае целесообразно использовать программу Hysys (Aspen Tech, США), позволяющую создавать моделирующую схему технологических процессов подготовки газа, проводить расчеты и оптимизацию. Для достижения поставленной цели необходимы следующие исследования:

- зависимость точки росы по влаге от расхода осушителей;
- зависимость точки росы по влаге от концентрации осушителей;
- зависимость концентрации регенерированного осушителя от условий регенерации;
- зависимость вязкости осушителей от температуры.

Кроме того, важными показателями технологической эффективности реагентов-осушителей являются величина уноса и стоимость.

Разработанная моделирующая схема абсорбционной осушки природного газа одного из северных месторождений России соответствовала типовой технологии и включала стадии абсорбции газа и регенерации реагента-осушителя [1].

Анализ зависимости точек росы газа по влаге от расхода ДЭГа и ТЭГа показал, что для достижения требуемых точек росы необходима подача осушителей в абсорбер в количестве 0,296 и 0,275 кмоль/час в летний период и 0,410 и 0,378 кмоль/час в зимний, соответственно, при концентрации растворов 99% масс. (рис. 1).

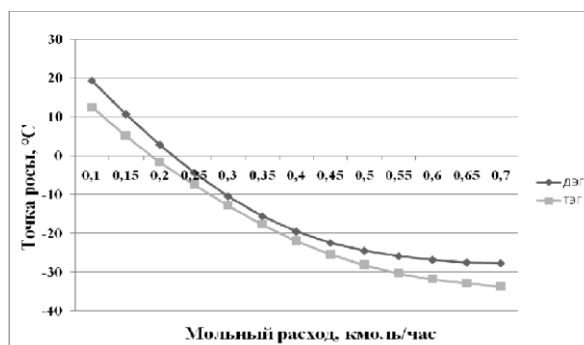


Рис.1 Зависимость точки росы по влаге от расхода абсорбента

По ряду причин (износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от примесей, недостаточная степень вакуумирования и т.д.) в условиях производства такая степень регенерации раствора практически трудно достижима. В то же время при осушке газа ТЭГом достаточно 98,6 %-ной концентрации. Требуемый уровень остаточного давления в системе должен быть не ниже 400 мм рт.ст. [2].

Проведя расчет концентраций ДЭГа и ТЭГа после колонны регенерации, установили, что концентрация ДЭГа составила 84% масс., ТЭГа – 93% масс. при давлении 700 мм рт.ст. Низкие степени регенерации осушителей обусловлены величиной давления, поскольку температуры в десорбере были максимальны: 205 °С для ТЭГа и 164 °С для ДЭГа. Известно, что для глубокой регенерации ДЭГа необходимо создание вакуума в десорбере на уровне 40 мм рт. ст. [1, 2].

Таким 84%-ным раствором ДЭГа при температуре контакта 30 °С, в условиях равновесия, газ не возможно осушить до необходимой точки росы, в то же время 93%-ного раствора ТЭГа достаточно, что отражает преимущество ТЭГа перед ДЭГом.

Зависимость вязкости гликолей от температуры показывает, что вязкость ТЭГа немного, но превышает вязкость ДЭГа (рис. 2). Но эта разница не требует дополнительной теплоты на подогрев гликоля и, соответственно, не дает большого преимущества ДЭГу.

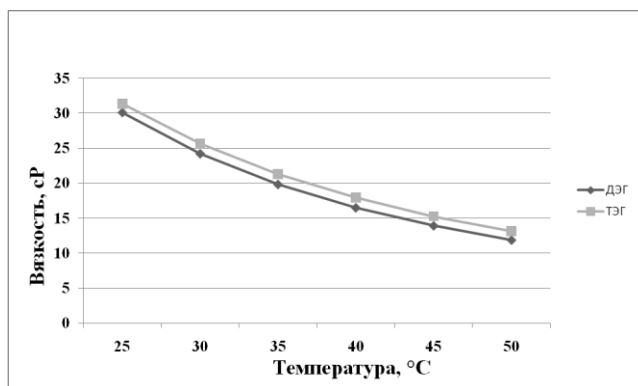


Рис. 2 Зависимость вязкости гликоля от температуры

Показатель капельного уноса реагента с осушенным газом определяется на основании опыта промышленной эксплуатации абсорбционных установок осушки газа. В литературе [2] описан опыт применения ТЭГа на полупромышленной установке производительностью 3,8...4,0 тыс. м³/час. Испытания производились на одной из установок Ставропольского края. Эксперименты велись при давлении 4,7...5,3 МПа, температуре контакта 26...34 °С. Суммарные потери ТЭГа составляли не более 5 г/1000 м³. Эта цифра в 3...4 раза меньше, чем на лучших промышленных установках осушки газа раствором ДЭГа.

ТЭГ является более дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в четыре раза. Расчеты, опирающиеся на тот факт, что потери последнего с сухим газом также в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, подтверждают выгодность использования ТЭГа. При осушке газа ДЭГом необходимо тратить дополнительную энергию для создания вакуума в десорбере, что приводит к дополнительному повышению затрат на использование ДЭГа.

При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4 °С, что вызывает его частичную деструкцию и, соответственно, снижение качества осушки газа. Для нейтрализации элементов разложившегося ДЭГа необходимо добавлять специальные присадки, что влечет дополнительные затраты не только на приобретение, но и хранение реагента.

Таким образом, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как более низкий расход, более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора, более низкие потери с осушенным газом обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Литература

1. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра, 2000. – 274 с.
2. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1. – 517 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ С ПОМОЩЬЮ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ГРАФИКОВ

Д.А. Остапчук

Научный руководитель ассистент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Обводнение скважин является, безусловно, одной из главнейших проблем, с которыми приходится сталкиваться при разработке месторождений. Причин поступления воды существует достаточно много, и для того, чтобы успешно бороться с увеличением водонефтяного фактора (ВНФ), очень важно правильно определить, какая из причин имеет место в каждом конкретном случае. На сегодняшний день методов определения причины поступления воды существует не так уж и мало: это и промыслово-геофизические исследования, и термометрия, и измерение значения ВНФ при различных ограничениях дебита скважины.

Однако каждый из этих методов требует определенных финансовых затрат, а это значит, что использовать их без предварительного обоснования их целесообразности не представляется рациональным. Другое дело, когда выявить причины обводнения (хотя бы приблизительные) можно, всего лишь проанализировав уже имеющиеся данные по скважине. Таким преимуществом перед другими методами обладает метод построения графиков зависимости ВНФ от времени в двойных логарифмических координатах [1, 2]. В зависимости от вида графика (рис. 1) можно говорить о той или иной причине обводнения. Исследования показали, что более чем в 60% случаев имеется хотя бы частичное соответствие между выявленной и реальной причинами.

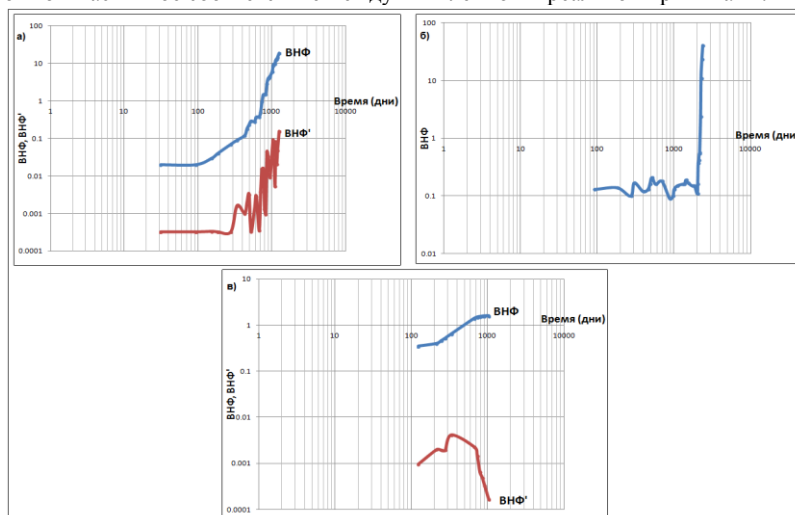


Рис. 1 Примеры видов графиков: а) обводнение законтурными водами или водами от нагнетательных скважин; б) заколонные перетоки, негерметичность оборудования; в) конусообразование

Тенденция изменения ВНФ и ВНФ' для одинаковых причин обводнения идентична в случаях с горизонтальной и вертикальной скважиной. Однако есть и отличия [2]. Так, для горизонтальных скважин довольно характерным является ступенчатый вид графиков (рис. 2). Это обусловлено тем, что зачастую горизонтальные участки скважины вскрывают пропластки, проницаемость у которых существенно различается.

Метод был апробирован на скважинах нескольких месторождений Западной Сибири и показал хорошие результаты. Использование данного метода позволяет повысить информативность промысловых данных, а также в некоторых случаях более корректно сформулировать необходимость и цели проведения промыслово-геофизических исследований. Особенно ценен данный подход для исследования горизонтальных скважин, где проведение ПГИ в большинстве случаев не является возможным. В данной работе также представлены примеры использования предложенного подхода для анализа обводненности добывающих горизонтальных скважин. Однако стоит отметить, что в подавляющем большинстве данный метод использовался на вертикальных скважинах.

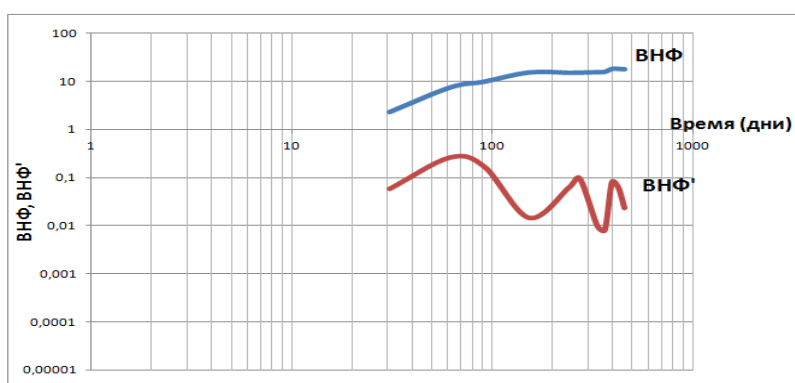


Рис. 2 Пример графика для горизонтальной скважины (случай конусообразования)

Литература

1. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // Paper SPE 30775, 1995.
2. Majid A. Al Hasani. Diagnosis of Excessive Water Production in Horizontal Wells Using WOR Plots. // Paper SPE 11958-MS, 2008.
3. Денисов С.Б. Применение диагностических диаграмм для оценки причин высокой обводненности скважин // Нефтяное хозяйство, 2012. – № 3. – С. 64 – 66.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ЗА СЧЕТ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Н.М. Паклинов, А.А. Барышников

Научный руководитель профессор А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) — один из методов интенсификации добычи нефти основанный на использовании резонансных свойств пласта (рис. 1). Технология разработана в середине 90-х годов при участии Санкт-Петербургского Государственного Горного Университета и ФГУП "НИИЭФА им.Д.В.Ефремова". По эффективности является прямым конкурентом гидроразрыву пласта, но имеет ограничение по рабочей температуре в 120°C, что делает невозможным её применение на сверхглубоких скважинах (более 5 км).



Рис. Плазменно-импульсное воздействие на пласт в скважине

При использовании плазменно-импульсного воздействия увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта.

Основой технологии является электрический разряд в жидкости через калиброванный металлический проводник (провода). Образуется плазменный канал, а сам проводник превращается в пар с высокой плотностью, температурой и высоким давлением, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью. При взрыве проводника в жидкой среде в полости скважины максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне.

Ударная волна, выходя через перфорационные отверстия в зону проникновения в упругую среду, вызывает ее движение, быстро затухает, превращаясь в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

На данный момент в лаборатории ТюмГНГУ создается экспериментальная научно-исследовательская установка влияния плазменно-импульсного воздействия на нефтесодержащие пласты. Данная установка будет состоять из: высоковольтные конденсаторы, высоковольтные трансформаторы, высоковольтный резистор.

Исследования будут проводиться на различных образцах горных пород. В процессе исследования будут участвовать как полноразмерный керн, так и стандартный. Первое исследование планируется провести на керне, насыщенном нефтью с средней вязкостью и будет произведено сравнение вытеснения нефти водой до ПИВ и после ПИВ. После получения положительного результата планируется провести испытание с высоковязкой нефтью и пронаблюдать улучшенное вытеснение нефти из образца горной породы.

В результате исследования должны происходить следующие процессы: разогрев в зоне воздействия; ускорение гравитационной агрегации нефти; увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды; увеличение скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти и водой; возникновение сейсмоакустической эмиссии в породах коллектора, сопровождающейся образованием микротрещин.

Литература

1. Аметов И.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдинов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М.: «Недра», 1985. – 205 с.
2. Газизов А. Ш. Научно-технические основы энергосберегающих технологий повышения нефтеотдачи пластов / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов // Нефтяное хозяйство, 2007. – №3. – С.60 – 64.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРА КРАТНОСТИ ПРОМЫВКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
ЗАВОДНЕНИЯ**

Г.Н. Пермякова

Научный руководитель ассистент П.Ю. Илюшин

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

В данной работе были исследованы зависимости КИНт от полноты промывки(ПР) для объектов разработки Пермского края, Башкортостана, Самарской области, Западной Сибири и по отдельным месторождениям других регионов. Полноту промывки можно представить как отношение накопленной в пластовых условиях жидкости к начальным геологическим запасам. Использование данной характеристики вытеснения позволяет использовать первичные, а, следовательно, менее искаженные исходные данные. Разнообразие рассмотренных геологических условий позволило установить, что приведённые зависимости характеризуются единым видом и располагаются в виде «веера». Верхнее положение «веера» занимают объекты с наилучшими процессами вытеснения. Нижнее положение соответствует объектам, которые ввиду сложности геологического строения или недостаточной эффективностью систем разработки характеризуются низкими значениями КИН. По мере увеличения полноты промывки размах КИН увеличивается. При полноте промывки 25 % КИН варьирует от 9 до 25 %; при ПР=50% от 19 до 49%; при ПР=75% от 22 до 69% и т.д. В представленном исследовании на значительном статистическом материале обосновано, что указанная величина зависит от геолого-технологических условий разработки залежей, приводятся примеры значений для конкретных залежей. На фактическом материале обосновано влияние на КИНт следующих характеристик: проницаемости коллекторов – k , вязкости пластовой нефти – μ , коэффициента подвижности – $k_{пдв}$, коэффициента расчленённости - $k_{рчс}$.

Детальный статистический анализ выполнен по всем объектам разработки Пермского края (472); с выделением терригенных (242) и карбонатных(230) пород, а также для объектов с системой ППД (220) и на естественном режиме без ППД (252).

Для статистического анализа использовано 26 геолого-технологических показателя. Все они количественно в той или иной мере различаются при изучении объектов разработки как с учётом литологии пород, так и по системам разработки. Для исследования динамики изменения силы корреляций между КИНт и геолого-физическими характеристиками при различных значениях ПР (от 0,1 до 2,0) построены уравнения регрессий и проанализировано как они изменяются. С целью комплексного использования информации по геолого-физическим характеристикам построены многомерные модели с помощью применения пошагового линейного регрессивного анализа. При вычислении КИНт было использовано такое сочетание показателей, при минимальном количестве которых достигается максимальное значение множественного коэффициента корреляции – R . Использование такого подхода позволили определить именно те показатели, которые оказывают максимальное комплексное влияние на КИНт при различных значениях ПР. Всего было построено 203 многомерных уравнений регрессии. Для всех обобщённых моделей приводится последовательность их формирования, что позволило установить, что их построение начинается именно с показателя ПР.

Оценка степени статистических различий в средних значениях по различным вариантам произведена с помощью критерия t , а плотности распределения оценивались по критерию согласия Пирсона – χ^2 . Предполагалось, что чем больше по критерию t различаются величины, тем более сильно показатель контролирует величину КИНт. Значения критерия t показывают, что статистическое различие наблюдается только по показателю ПР. Поэтому можно сказать, что данный показатель является наиболее информативным при оценке КИНт. Для практической реализации используемых многомерных моделей, можно рекомендовать те модели, где в формулах присутствует показатель ПР. Построенные уравнения регрессий можно использовать для оценки того, за счёт каких критериев могло произойти отклонение проектных и реальных КИН на различных стадиях разработки.

В отчёте для различных геолого-технических условий построены статистические зависимости КИНт, выработки запасов, обводнённости продукции от различных показателей, установлено, что эти зависимости имеют устойчивый характер.

В отчёте приведены палетки в условиях реализации ППД и в условиях естественного режима, которые построены отдельно для карбонатных и терригенных залежей. По этим данным, зная темп динамики промывки на начальном периоде, можно оценивать темп динамики на перспективу. Использование таких палеток может позволить оперативно учесть разнообразие геолого-технических условий при проектировании разработки нефтяных месторождений.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НА ИРЕЛЯХСКОМ ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.С. Портнягин

Научный руководитель заведующий лабораторией Е.Ю. Шиц
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Истощение крупных нефтяных месторождений, обусловленное постоянным снижением добычи нефти из высокопродуктивных залежей, как в карбонатных, так и терригенных коллекторах, а также существенное снижение прироста разведанных запасов, способствуют вводу в эксплуатацию небольших месторождений углеводородов. Одним из таких месторождений является Иреляхское газо-нефтяное месторождение (ГНМ). Иреляхское месторождение, расположено вблизи г. Мирный Республики Саха (Якутия), оно было открыто в 1978 г.

Однако малым месторождениям присуща одна, но очень большая проблема - необоснованный подход к применению технологических жидкостей без учета их физико-химических характеристик. Для нивелирования последствий такого подхода приобретает актуальность изучение совместимости внутрискважинных флюидов с нагнетаемыми в пласт жидкостями.

Так, установлено, что при применении высокоминерализованного раствора в качестве раствора ППД коэффициент проницаемости ботубинского горизонта на поздней стадии выработки может уменьшиться на 64%, а улаханского горизонта - на 75%, что в обоих случаях является существенным снижением проницаемости нефтеносного коллектора в результате его кальцинирования и сульфатизации [1]. В связи с этим дальнейшее заводнение залежей применяющимся минерализованным раствором может привести к негативному изменению строения порового пространства коллектора и ухудшению его фильтрационно-емкостных характеристик. Для уменьшения негативного влияния применяемого минерализованного раствора на нефтеносный коллектор Иреляхского ГНМ, необходим поиск альтернативного агента вытеснения стойкого к воздействию растворов высокой минерализации.

Идея использования водорастворимых полимеров для повышения эффективности заводнения основана на способности их водных растворов значительно снижать подвижность воды в высокопроницаемых пропластках, выравнивая фронт продвижения водонефтяного контакта. Наиболее широко распространенными реагентами для загущения вод поддержания пластового давления являются натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ), полиакриламид (ПАА) и полиэтиленгликоль (ПЭГ). Однако применение ПАА на месторождениях с высокой степенью минерализации пластовых вод менее эффективна, по сравнению с растворами Na-КМЦ и ПЭГ [3], поэтому в данной работе его рассмотрение не целесообразно.

Для реализации проекта по внедрению полимерного заводнения на Иреляхском ГНМ недропользователю необходимо приобрести установку дозирования химреагентов «КУДР» («Корона-ТЭК», г. Нижний Новгород) в количестве 5 штук или аналог производительностью более 1200 м³ в сутки. Однако оптимальным на наш взгляд является вариант строительства установки дозирования химреагентов непосредственно на месторождении из комплектующих фирмы «Кем-Трон Технолоджиз Инк» (США, Хьюстон) [2]. Процесс приготовления и закачки растворов полимера в пласт заключается в следующем. Так, основой для приготовления растворов полимеров является вода из отстойников хвостохранилищ обогатительных фабрик № 2 и 5 г. Мирный, которая поступает в узел растворения полимера через систему очистки воды: фильтр грубой очистки, нагнетательный насос, блок фильтров доочистки воды. Порошок полимера из накопительного бункера поступает в бункер дозирующего устройства, откуда определенное количество полимера попадает в узел растворения полимера объемом 15 м³, где при постоянном перемешивании растворяется в очищенной воде. Приготовленный раствор полимера перекачивается с помощью насоса в накопительную емкость для раствора полимера объемом 30 м³. Далее раствор через расходомер попадает в насосную станцию оснащенную плунжерными насосами общей производительностью 240 м³/сутки при давлении до 205 атм. После чего раствор подается в нагнетательную скважину. Добытые пластовые флюиды (нефть, газ, пластовая вода) из добывающей скважины поступают в трехфазный сепаратор, где разделяются на газ, нефть и воду. Откуда нефть и газ отпускаются к потребителям, а пластовая вода через систему фильтров перекачивается насосом в узел растворения полимеров, для повторного использования. В основе представленной схемы лежит принципиальная схема установки по приготовлению и закачке полимерных композиций фирмы «Кем-Трон» [5] разработанной для месторождений нефти ОАО «Татнефть». Предположительная стоимость оборудования и его монтажа составляет менее 20 млн.руб.

Применение данной установки и представленных в работе растворов полимеров может привести к следующим результатам. По данным ЗАО «Иреляхнефть» в 2009 году было добыто 61 тыс.т нефти, доход от ее продажи составил 671 млн.руб. при стоимости нефти - 11 тыс. руб./т [4]. Себестоимость добытой нефти, с учетом затрат на агент вытеснения (высокоминерализованный раствор), составила 2,5 тыс. руб за 1 тонну, т.е. 152,5 млн.руб. Таким образом, прибыль предприятия составила 252,7 млн.руб. (табл.), за вычетом НДС при его ставке 419 руб/т. и коэффициенте ценообразования 10,4, что в денежном выражении составило 265,8 млн.руб.

Таблица

Сравнение экономической эффективности применения разных агентов вытеснения на Иреляхском ГНМ

Агент вытеснения	Количество добытой нефти, тыс.т	КИН (эксп.), %	Затраты на добычу нефти, тыс.руб.	Налогооблагаемая база, млн.руб.	НДПИ, млн.руб	Прибыль, млн.руб	Экономическая эффективность
ВМР	61,0	40	2,5	518,5	265,8	252,7	1,00
ПЭГ (30 г/л)	93,0	61	4,69	614,2	405,2	209,0	0,83
КМЦ (5 г/л)	103,7	68	2,52	852,3	451,8	400,5	1,58

Если объем добытой нефти составил 61 т.т. при КИН 40% (коэффициент извлечения нефти для применяющегося агента ППД (рассола)), то при использовании агентов вытеснения на основе водорастворимых полимеров объем добычи нефти мог увеличиться до 93 т.т для ПЭГ с концентрацией 30 г/л (КИН 61%) и 103,7 тыс.т. для КМЦ с концентрацией 5 г/л (КИН 68%), так как возможно, при увеличении КИН пропорционально его увеличению повысится и темп отбора нефти. Доход от продажи добытой нефти составил бы 1023 млн.руб. при использовании ПЭГ и 1140,7 млн.руб. при использовании КМЦ.

Для расчета экономической эффективности применения полимерных растворов учтены себестоимость добычи нефти с учетом затрат на полимер и его транспортировку. Так стоимость одной тонны КМЦ и ПЭГ -6000 одинакова и составляет 52 тыс.руб. (г. Дзержинск). При использовании ПЭГ с концентрацией 30 г/л потребуется 2638 т полимера, при требуемом объеме агента вытеснения 87936 м³ [2]., что в денежном эквиваленте составит 137,2 млн.руб. При использовании КМЦ с концентрацией 5 г/л потребуется 439,7 т полимера, что в денежном эквиваленте составит 22,8 млн.рублей. Расходы на транспортировку 1т полимера составят 15 тыс.руб., или 39,6 млн.руб. за доставку ПЭГ и 6,6 млн.руб. за доставку КМЦ. Таким образом затраты на добычу 1 тонны нефти при использовании ПЭГ составили бы 4,69 тыс.руб. и 2,52 тыс.руб. при использовании КМЦ соответственно.

Прибыль с учетом затрат на добычу нефти, НДПИ, расходов на полимер и его транспортировку составит при использовании в качестве агента вытеснения:

- раствор ПЭГ (30 г/л) – 209,0 млн. рублей;

- раствор КМЦ (5 г/л) – 400,5 млн. рублей.

Экономическая эффективность применения растворов полимеров по сравнению с высокоминерализованным раствором составит для ПЭГ – 0,83 и для КМЦ – 1,58.

Таким образом, лабораторная оценка эффективности технологии водополимерного заводнения показала, что применение в качестве агента вытеснения полиэтиленгликоля концентрацией 30 г/литр неэффективно по отношению к применяемому рассолу. Главным недостатком растворов ПЭГ является его высокие концентрации и недостаточно высокая вытесняющая способность, однако его стабильность и устойчивость к агрессивным средам может способствовать наиболее полному извлечению нефти в режиме фонтанирования. Применение же раствора КМЦ концентрацией 5 г/литр наиболее эффективно может способствовать дополнительному отбору нефти при минимальных затратах на ее добычу в осложненных условиях, характерных для Иреляхского месторождения.

Литература

1. Сафронов А.Ф., Шиц Е.Ю., Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского ГНМ с агентами поддержания пластового давления / Нефтяное хозяйство. – М.: 2008. – С. 82 – 85
2. Технологическая схема разработки Иреляхского газонефтяного месторождения. – М.: ВНИИнефть, 1992.
3. Федорова А.Ф., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов КМЦ и ПЭГ в качестве агентов нефтьвытеснения на месторождениях Юго-Западной Якутии // Материалы VIII международной конференции «Химия нефти и газа», 2010. – С. 390 – 391.
4. Сайт ЗАО «Иреляхнефть» (Россия, Мирный) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.iroil.ru/](http://www.iroil.ru/), свободный. (31.02.2013).
5. Сайт Российского представительства компании Кем-Трон Технолоджиз Инк (США, Хьюстон) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kemtron.ru/>, свободный. (31.02.2013).

НОРМИРОВКА ПОКАЗАНИЙ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО АНАЛИЗА

А.А. Решетько, П.С. Дозморов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В геологии гранулометрический состав является основополагающей характеристикой осадочных пород, изучение которого позволяет установить последовательность смены палеогидродинамических уровней среды седиментации в пространстве, провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить емкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов, идентифицировать их по типу залежи [2]. В бурении скважин анализ гранулометрического состава шлама обеспечивает оценку качества проходки и

скорости осаждения частиц в водной среде [1]. Анализ размеров частиц буровых растворов позволяет повысить их устойчивость к расслоению и контролировать другие параметры.

Современные импортные автоматизированные приборы, использующие новые методы измерений, оснащенные микропроцессорами или персональными компьютерами, для большинства производств не доступны по своей высокой стоимости. Основное направление развития методов гранулометрии за рубежом – разработка и совершенствование лазерных компьютеризированных счетчиков частиц. Несмотря на универсальность применения, широкий диапазон измеряемых размеров частиц, репрезентативность анализа, лазерные счетчики не лишены недостатков, присущих любым косвенным методам измерений.

В седиментационных методах анализа размер частицы определяется как эквивалентный диаметр по скорости осаждения в жидкости с известной вязкостью. Особенностью этого класса методов является то, что определяемый с их помощью размер частиц характеризует не только геометрические параметры частиц, но и учитывает их взаимодействие с дисперсионной средой через коэффициент сопротивления, что имеет место во многих процессах, связанных с получением и переработкой различных материалов в порошкообразном виде. В то же время эти методы нельзя назвать совершенными, так как, реализуемый в ходе эксперимента процесс осаждения, в подавляющем большинстве случаев осуществляется из равномерно гомогенизированной суспензии, распределенной по всему объему, что делает начальный момент осаждения неопределенным и влияет на точность оценки количества крупных фракций.

В нашей работе, для определения гранулометрического состава, мы используем прибор – седиментометр. Однако данный прибор, как и все остальные, получает искаженные данные. Искажения являются продуктом воздействия внешней среды, так как элемент, состоящий из приемной чашечки и пружинки с грузом, очень чувствителен (рис. 1).

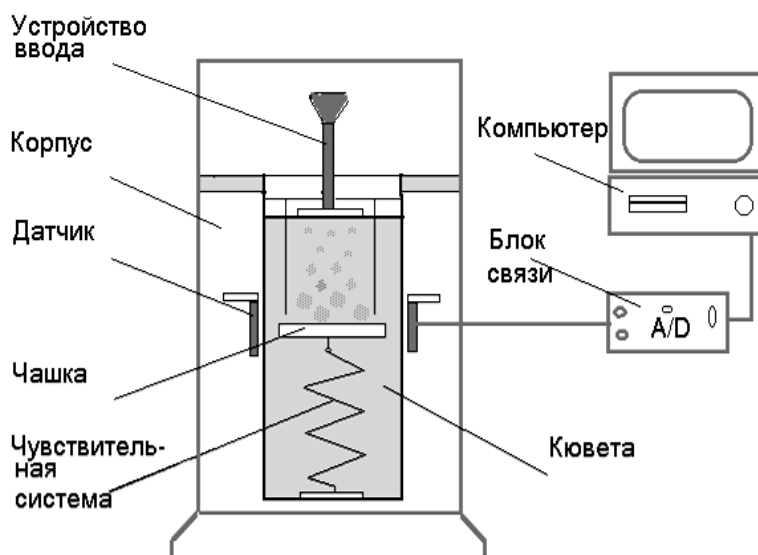


Рис. 1 Принципиальная схема седиментометра ВС-4

В каждую секунду времени, персональный компьютер фиксирует положение чашки. На рис.2 приведен пример показаний прибора от времени.

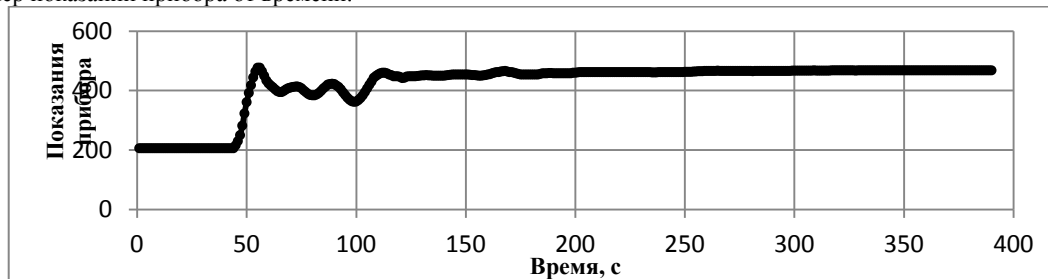


Рис. 2 Функция накопления данных по времени с прибора «Весовой седиментометр ВС-4»

Теоретически понятно, что с каждой осевшей частицей показания прибора увеличиваются, однако, как видно из рисунка 2, данная функция не является монотонно возрастающей, что объясняется искажением входной информации различными шумами. В данной статье рассмотрена методика нормализации информационной функции для того чтобы получить более точный гранулометрический состав осадочных горных пород.

Поскольку нам известны начальное состояние выполнения эксперимента (плотность жидкости, плотность осадочной породы, высота осаждения, минимальный размер до которого комплекс вычисляет

гранулометрический состав), используем эти данные для отслеживания появления шумов в информационной функции. Однако нам не известно в реальном времени какова информационная функция, поэтому использовать начальные данные приходится после того как функция получена полностью. Также известно, что функция монотонно возрастающая, т.е. последующее показание прибора не меньше предыдущего. Учитывая эти факторы, был составлен алгоритм, позволяющий убирать искажение накопительной функции, а следствием получаемые данные являются более точными, чем раньше.

На рис.3 представлена нормализованная информационная функция.

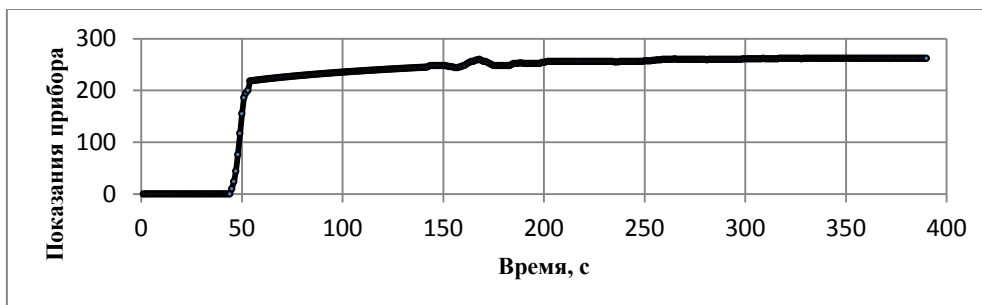


Рис. 3 Функция накопления данных по времени с прибора «Весовой седиментометр ВС-4» после нормировки

Как видно из рис.3, информационная функция приобрела более монотонный вид, сохранив при этом необходимую информацию.

Литература

1. Квеско Н.Г., Росляк А.Т., Дергунов А.С. Анализ гранулометрического состава горных пород и буровых растворов на основе слоевой седиментации //Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: VI Всероссийская научная конференция, 2008. – Томск: ТГУ, 2008. – С. 379 – 380.
2. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин, – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 156 с.

БУРЕНИЕ БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА КАК МЕТОД ВОВЛЕЧЕНИЯ ЗАПАСОВ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ДВУРЕЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Рожков

Научный руководитель доцент Е.А. Гладков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Двуреченское нефтяное месторождение было открыто в 1992г., в административном отношении находится в Каргасокском районе Томской области, в 600 км к северо-востоку от г.Томска. Промышленная нефтеносность связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты: пластами Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М и Ю₁³.

Основным продуктивным пластом является пласт Ю₁³, являющийся аналогом одноименного пласта Крапивинского месторождения, расположенного южнее Западно-Моисеевского поднятия. По керну, геофизической и промысловой характеристике продуктивный пласт неоднороден. По фильтрационно-емкостным свойствам, в основном, по проницаемости, в пласте выделяется две пачки: верхняя – высокопроницаемая (средняя проницаемость по ГИС ~ 270 мД), названная пачкой «А», и нижняя – менее проницаемая (средняя проницаемость по ГИС ~ 11.2 мД), названная пачкой «Б». Несмотря на то, что пласт разделен на пачки, он представляет собой единое геологическое тело, единую гидродинамическую систему, поскольку в большинстве скважин пачки не разделяются между собой плотными прослоями и имеют единый водо-нефтяной контакт.

Разработка месторождения ведется с 2001 г. компанией ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК. По состоянию на 01.01.2012 года реализована приконтурная система заводнения по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 700 метров на Двуреченском и Лесмуровском участках, на Западно-Моисеевском участке, с небольшим допуском, можно сказать, что продолжается формирование пятиточечной системы разработки по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 700 метров.

На данный момент средняя обводненность по рабочему фонду Ю₁³ составляет ~87% при крайне высоком дебите жидкости, по данным причинам большая часть фонда находится на грани рентабельности (организация ППД и затраты на сбор и подготовку продукции, а также утилизация пластовой воды). Несмотря на высокую обводненность по всему фонду, основным выработанным объектом является пачка «А», а пачка «Б» является менее выработанной в связи с этим возникает проблема вовлечение её запасов в более активную разработку.

Основными способами увеличения нефтеотдачи при данном геологическом строении и принятой системе разработки являются:

- Полимерное заводнение.
- Циклическое заводнение.

Заводнение с использованием полимеров на Двуреченском месторождении применяется с 2007г. по настоящий момент, средний прирост по базовой добычи реагирующих скважин за все время использования составил ~16% (по скважинам по которым проводилась оценка). К отрицательным сторонам данного мероприятия можно отнести необходимость периодической закачки, большие объемы закачки и ограничение по рентабельности на скважинах с дебитом ниже среднего.

В рамках мероприятий по увеличению нефтеотдачи в 2011 году на данном месторождении проводились расчет на целесообразность применения циклической закачке, в результате которого была обоснована не рентабельность ее применения.

В данной работе предлагается рассмотреть альтернативный способ вовлечение остаточных запасов - бурения бокового горизонтального ствола в низкопроницаемую пачку «Б». Бурение боковых стволов на современном этапе является эффективной технологией, позволяющей увеличить выработку остаточных извлекаемых запасов нефти и решать задачи восстановления аварийных скважин.

Ключевым пунктом обоснования необходимости резки бокового ствола является оценка остаточных извлекаемых запасов. Для этих целей была использована ПДГТМ Двуреченского месторождения и подсчитаны запасы на основной фонд $Ю_1^3$. Подсчет запасов производился объемным методом, так как в связи неоднозначностью информации о выработке запасов он дает наиболее достоверную информацию.

Кандидаты для ЗБС выбирались по следующим критериям:

- 1) Не рентабельность, или отсутствие добычи по причине аварии;
- 2) Техническая возможность бурения (состояние эксплуатационной колонны);
- 3) Наличие остаточных извлекаемых запасов.

На основании вышеперечисленных критериев, была выбрана скважина-кандидат, по которой проведен анализ текущего технического состояния и дана предварительная оценка возможности бурения ЗБС. Для уточнения остаточных извлекаемых запасов и текущей нефтенасыщенности проводилось секторное моделирование с детальной адаптацией окружения.

Как известно, одной из неопределённостей при бурении горизонтального ствола – является значение параметра Kv/Kh , поэтому для оценки стартовых дебитов жидкости был проведен анализ чувствительности.

При сравнение прогнозных вариантов (представлено на графике ниже) можно сделать вывод о большей накопленной добыче у классической скважины, но средняя обводненность по ней будет в пределах 95%, в то время как у горизонтальной скважины будет составлять около 10%, что при больших дебитах жидкости может существенно влиять на рентабельность из-за удорожания процесса подготовки нефти.

Основной причиной низкого значения добычи нефти у горизонтальной скважины, является быстрое падение пластового давления, т.к. существующая система ППД не может эффективно закачивать воду в пласт $Ю_1^{3Б}$. При решении проблемы ППД можно добиться экономической эффективности выше чем у вертикальной скважины.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод: главным риском при бурение бокового ствола - является недостоверная оценка текущей нефтенасыщенности, что в последствие может привести к ошибочному представлению о текущих остаточных извлекаемых запасах. Помимо этого проблемой при дальнейшей эксплуатации скважины - является сложность в организации ППД, в связи с низким коэффициентом приемистости на этот пласт.

В дальнейшем планируется:

- 1) Рассмотреть подробный механизм «формирование» остаточных извлекаемых запасов с учетом влияющих на них факторов и произвести по ним оценку рисков;
- 2) Рассмотреть варианты решения проблемы поддержания давления в районе планируемых скважин кандидатов;
- 3) Произвести экономическую оценку эффективности бурения по сравнению с остальными методами увеличения нефтеотдачи.

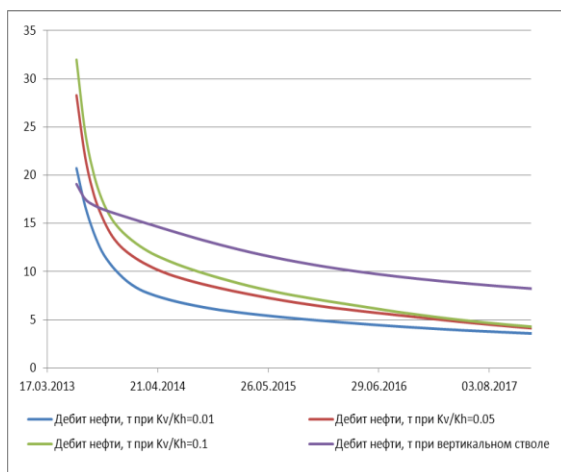


Рис. Сравнение прогнозных показателей

Литература

1. Кошовкин И.Н., Фомин А.И., Шевелев П.В., Молодых П.В., Уткина К.Е., Опыт внедрения нарезок боковых стволов на месторождениях Западной Сибири с юрскими коллекторами., SPE, 2008г.
2. ОАО «ТомскНИПИнефть», Технологическая схема разработки пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения, 2004.
3. Tungdumrongsub S., Muggeridge A., Layering and Oil Recovery: The Impact of Permeability Contrast, Gravity, Viscosity and Dispersion, SPE, 2010.

**ПРОБЛЕМА ДИАГНОСТИКИ ПОТОКОВ ПРИ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Е.В.Романова

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается проблема диагностики потоков и определения параметров нефтяных пластов нестационарных гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления (КВД) с учетом априорной информации. Приводятся результаты диагностики радиального и линейного потоков при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в процессе их проведения.

Введение. Известно, что интерпретация КВД вертикальных скважин существенно отличается от интерпретации горизонтальных скважин, где сложный пространственный поток частиц жидкости сведен в определенные моменты времени рядом плоских фильтрационных потоков, представленных соответствующими уравнениями (см. табл. 1) [1]. Особенность интерпретации горизонтальных скважин заключается в выделении на КВД типа потока и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины. Рассмотрим два часто используемых способа выделения потоков. Первый аналитический способ заключается в определении времени начала потока по приведенным в таблице формулам. Второй часто используемый на практике способ выделения потока основан на качественном критерии анализа производной от забойного давления. Для каждого типа потоков производная давления приводится к уравнению прямой при использовании соответствующих координат. Например, для радиального потока тангенс угла наклона касательной производной от забойного давления $\Delta p_r = \partial p_r / \partial \lg(t)$ в координатах $\lg(\Delta p_r) - \lg(t)$ равен нулю, а для линейного потока 0,5.

Таблица 1

Уравнения для забойного давления, времени начала и продолжительности типа потока

Тип потока	Модели забойного давления потоков (в нефтепромысловой системе единиц США)	Время начала потока
Радиальный поток (r)	$\Delta P_r = \frac{162,6q\mu B}{\sqrt{k_r k_h} L} * \left[\lg \left(\frac{\sqrt{k_z k_r} t}{m\mu C_{1r}^2} \right) - 3,2275 + 0,8686S - 2 \lg \frac{1}{2} \left(\sqrt{\frac{k_z}{k_y}} + \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \right) \right] S -$ скин фактор скважины	$t_r = 1800d_z^2 \phi \mu C_c / k_z$
Линейный поток (l)	$\Delta P_l = \frac{8,128qB}{Lh} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k_z m C_t}} + \frac{141,2q\mu B_0}{k_y h} S_z + \frac{141,2}{L\sqrt{k_y k_z}} S$ S_z - псевдо скин фактор	$t_l = 160L_c^2 \phi \mu C_c / k_y$
Поздний радиальный поток (lr)	$\Delta P_{lr} = \frac{162,6q\mu B}{k_y h} \left[\lg \left(\frac{4k_y t}{m\mu C_{1r}^2} \right) - 2,527 \right] + \frac{141,2q\mu B_0}{k_y h} S_a + \frac{141,2q\mu B_0}{L\sqrt{k_y k_x}} S$	$t_{lr} \cong 1500L_c^2 \phi \mu C_c / k_y$

Для пояснения проблемы выделения потоков с использованием качественного критерия по производной давления на рис. 1, 2 приведены значения забойных давлений и их производные в двойном логарифмическом масштабе для горизонтальных скважин однородно – пористого пласта нефтяного месторождения Тюменской области. На рис. 1 достаточно четко виден прямолинейный участок и время его окончания, что позволяет корректно использовать известные методы идентификации по соответствующей модели забойного давления. На рис. 2 для скважины 1434 наблюдается иная ситуация, показывающая, что четко выделить начало радиального, линейного потоков и прямолинейный участок КВД не представляется возможным, и возникает необходимость использования количественных критериев. Однако проблемным моментом использования количественных критериев оценки времени начала потоков является присутствие там фильтрационных параметров пласта, которые нам изначально неизвестны и подлежат определению.

Для решения указанных выше проблем определения времени начала потоков в работе предлагается и исследуется метод адаптивной интерпретации КВД, позволяющий проводить диагностику потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

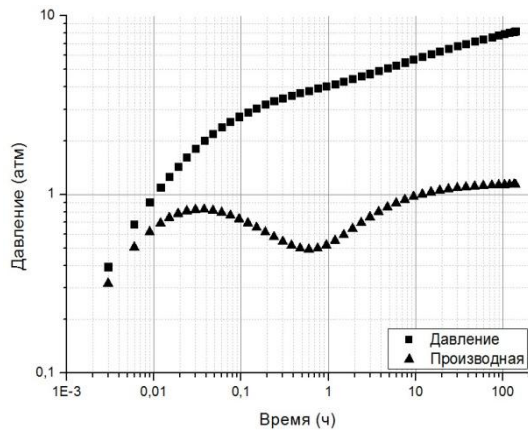


Рис. 1 Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скв. 2031

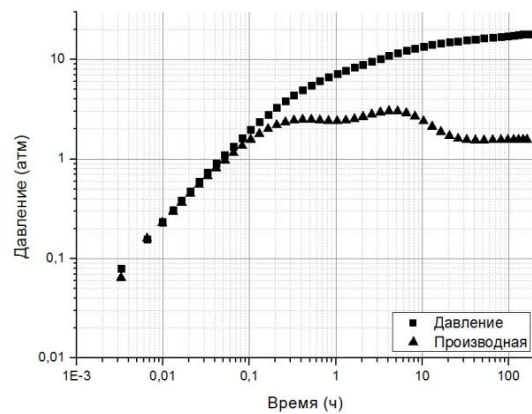


Рис. 2 Кривая восстановления давления и ее производная горизонтальной скв. 1434

Диагностика потоков по методу адаптивной интерпретации. Основу метода диагностики потоков представляет критерий вида

$$\Delta t_k^* = \arg \min_{\Delta t_k} \Phi_k(P_{t,z}^* - P_z(\alpha_{k,t}^*), \Delta t_k = [t + \tau_k] \in [t_0, t_n]), k \in r, l, lr \quad (1)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min f(x)$); $\Phi(\alpha_{r,t}^*)$ - показатель качества, заданный в виде известной функции Φ_k (либо функционала) от фактических значений забойного $P_{t,z}^*$ и значений забойного давления, вычисленных на основе модели $P_z(\alpha_{k,t}^*)$. Здесь $\alpha_{k,t}^*$ оценки параметров модели забойного давления, полученные в моменты времени начала потока $t_k^* = \Delta t_k^* - \tau_k$ с индексом k на основе адаптивного метода интерпретации на определенном участке КВД $\Delta t_k = [t + \tau_k] \in [t_0, t_n]$ длительностью τ_k ; t_0, t_n - моменты времени начала и завершения гидродинамических исследований [2]. Например, при использовании модели КВД для радиального потока критерий (1) можно представить в виде

$$\frac{\partial \alpha_{1r,t}^*}{\partial t} = 0, \frac{\partial \alpha_{2r,t}^*}{\partial t} = 0, \text{ при } t \in \Delta t_r^* \in [t_r^* + \tau] \quad (2)$$

Тогда в качестве оценки времени начала радиального потока принимается то значение t_r^* , при котором левые и правые части уравнений (5) совпадают, что означает стабилизацию оценок параметров модели КВД $\alpha_r^* = (\alpha_{1r}^*, \alpha_{2r}^*)$ на интервале обработки $t_l^* \leq [t_r^* + \tau] > 0$, а, следовательно, и стабилизацию оценок проницаемости радиального потока $k_r^* = (\sqrt{k_c k_y})^*$, t_l^* - время начала линейного потока

$$k_r^* = \frac{162q\mu B}{L \cdot \alpha_{2r,t}^*} \quad (3)$$

Горизонтальную проницаемость на участке линейного потока определяем по формуле:

$$k_l^* = (k_y)^* = \frac{162q\mu B}{Lh\phi c_l \alpha_{2l,t}^*} \quad (4)$$

где $\alpha_{2l,t}^*$ - оценка параметров модели забойного давления линейного потока, полученная по методу адаптивной интерпретации при $t_l^* = \Delta t_l^* - \tau_l$, q - дебит скважины до ее остановки, ϕ - пористость, c_l - общая сжимаемость системы, μ - вязкость, B - объемный коэффициент нефти, L - длина ствола скважины, h - толщина пласта.

Результаты диагностики потоков и интерпретации КВД. В табл.2 приведены результаты сравнительного анализа, полученные при интерпретации скважин 2031 и 1434 с использованием зарубежного программного комплекса Saphir, метода касательной (МК) на участках радиального и линейного потока, метода адаптивной интерпретации (МАИ) и оценок времени начала радиального притока на основе формул, приведенных в табл. 1 и (3), (4).

Из табл.2 видно, что оценки проницаемости, полученные по методу адаптивной интерпретации, методу касательных практически совпадают с оценками параметров с использованием программного комплекса Saphir на участке радиального и линейного потоков. Это относится и к оценкам времени начала радиального и линейного потоков, полученных для скважины 2031 методом адаптивной интерпретации, и по формулам, приведенным в табл.1. Для скважины 1434 визуально выделить участок линейного потока достаточно трудно, что подтверждается значительным отличием оценок.

Преимущество метода адаптивной интерпретации при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин по КВД заключается в достаточно надежной диагностике потоков с одновременной оценкой фильтрационных параметров пласта.

Таблица2

Результаты интерпретации горизонтальных скважин 2031 и 1434

№ скв.	Методы интерпретации	Оценки радиальной проницаемости, мД	Оценки горизонтальной проницаемости, мД	Оценки времени начала радиального потока по, ч	Оценки времени начала линейного потока, ч	Оценки времени начала радиального потока по МАИ (3), ч	Оценки времени начала линейного потока по МАИ (4), ч
2031	Saphir	3130	2840	0,73	1.6	0,52	1,3
	МК на участке РП	2895	---	---	---	---	---
	МК на участке ЛП	---	2730	---	---	---	---
	МАИ	3020	2790	---	---	---	---
1434	Saphir	253	214	1.1	---	0,62	1,12
	МК на участке РП	235	---	---	---	---	---
	МК на участке ЛП	---	216	---	---	---	---
	МАИ	240	206	---	---	---	---

Литература

- Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
- Гаврилов К. С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт-скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета, – Томск, 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 72 – 75.

ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ И ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПЕРВОМАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК

П.А. Сазонов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в нефтяной промышленности в связи с широким внедрением информационных систем, современных технологий исследования скважин, систем регистрации разнообразной информации о состоянии объектов разработки, скважин, нефтяных пластов и месторождений возрос интерес к задачам построения математических моделей процессов нефтегазодобычи.

Реальные условия нефтегазодобычи характеризуются неполнотой, неоднородностью, недостаточностью исходных данных о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии нефтяных пластов, различными ошибками регистрации технологических и геологических параметров разработки, неадекватностью моделей и т. п. [1]. В данных условиях использование классических методов идентификации и технологических моделей параметров разработки часто связано с проблемами устойчивости и низкой точностью получаемых решений.

Перспективным направлением преодоления реально существующей сложности процессов нефтегазодобычи, недостаточности данных, повышения точности и устойчивости решений, является использование интегрированных систем идентификации с учетом разного рода дополнительной априорной информации, накопленного опыта и знаний [2].

В данной работе рассматривается задача прогноза добычи нефти и оценки извлекаемых запасов с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок технологических параметров разработки на примере Первомайского нефтяного месторождения.

Интегрированные модели добычи нефти с учетом априорной информации

Рассмотрим интегрированную систему моделей добычи нефти на основе малопараметрической модели текущего отбора нефти во времени, с учетом дополнительной априорной информации об извлекаемых запасах, параметрах модели добычи нефти и прогнозных значениях добычи:

$$\begin{cases} Q_n^*(t_i) = q(t_i, \mathbf{a}) \cdot f(t_i, \mathbf{\beta}) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \bar{S}_j = \int_{t_1}^T q(\tau, \mathbf{a}) \cdot f(\tau, \mathbf{\beta}) d\tau + \eta_j, j = \overline{1, 3}, \\ \bar{Q}_n^*(t_{n+j}) = q(t_{n+j}, \mathbf{a}) \cdot f(t_{n+j}, \mathbf{\beta}) + \nu_j, j = \overline{1, 5}, \end{cases} \quad (1)$$

где $Q_n^*(t_i) = Q_{ni}^*$, $i = \overline{1, n}$ – значения годовой добычи нефти за n лет разработки (история разработки); \bar{S}_j , $j = \overline{1, 3}$ – экспертные оценки извлекаемых запасов нефти; T – время окончания разработки; $\bar{Q}_n^*(t_{n+j})$, $j = \overline{1, 5}$ – экспертные (проектные) значения добычи нефти; \mathbf{a} – вектор параметров модели среднего дебита скважин $q(t, \mathbf{a})$; $\mathbf{\beta}$ – вектор параметров модели времени работы скважин $f(t, \mathbf{\beta})$; ξ_i, η_j, ν_j – случайные величины, характеризующие ошибки модели объекта разработки и моделей объектов аналогов.

В качестве моделей дебита и времени приняты:

$$q(t, \mathbf{a}) = \alpha_1 \exp(-\alpha_2 t), f(t, \mathbf{\beta}) = \frac{\beta_1 t^{\beta_2}}{\beta_3 t^{\beta_4} + \beta_5} \quad (2)$$

Извлекаемые запасы определяем по формуле:

$$S^*(\mathbf{a}^*, \mathbf{\beta}^*) = \int_{t_0}^T q(\tau, \mathbf{a}^*) \cdot f(\tau, \mathbf{\beta}^*) d\tau$$

Коэффициент извлечения нефти (КИН):

$$K_u^*(\mathbf{a}^*, \mathbf{\beta}^*) = S(T, \mathbf{a}^*, \mathbf{\beta}^*) / Q_0^*$$

Оценки параметров \mathbf{a}^* и $\mathbf{\beta}^*$ определяем путем адаптации моделей добычи нефти, дебита и времени работы скважин в режиме «ручного» подбора параметров с использованием промысловых, данных годовой добычи нефти и дополнительной априорной информации.

Относительную ошибку коэффициента извлечения нефти вычисляем по формуле

$$\delta_n(K_u^*) = \left| \frac{K_n^* - K_{nk}^*}{K_{nk}^*} \right|.$$

Результаты исследования

Результаты исследования по промысловым данным отражены в таблице и на рисунке. На рисунке приведены фактические значения добычи нефти и значения, полученные на основе модели, для Первомайского нефтяного месторождения. В таблице приведено сопоставление фактических извлекаемых запасов и коэффициента извлечения нефти с их значениями, полученными на основе вышеприведенной модели.

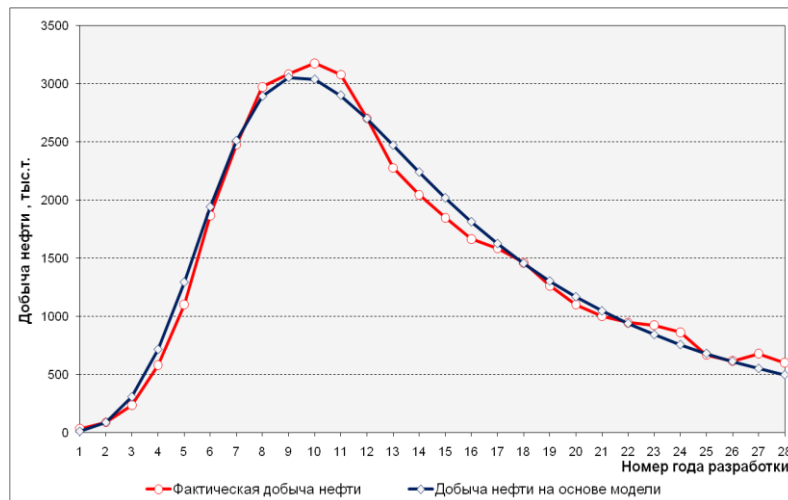


Рис. Фактические значения добычи нефти Первомайского месторождения и значения, полученные на основе модели

Таблица

Сопоставление данных Первомайского нефтяного месторождения

	Фактические значения	Значения, полученные на основе модели
Извлекаемые запасы, тыс.т.	40901	41409
КИН, д.ед.	0,270	0,273
Относительная ошибка КИН, %	1,2	

Из таблицы видно, что с помощью интегрированной системы модели (1), модели дебита и времени работы скважин (2) можно достаточно точно оценить извлекаемые запасы и КИН с относительной ошибкой порядка 1,2%.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
2. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ШУШУФИНДИ» (ЭКВАДОР)

Салас Кадена Маурисио Хавьер

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одна из главных статей дохода Эквадора связана с добычей углеводородов. Наибольшее количество нефти добывается на месторождении Шушуфинди, на котором наблюдается снижение добычи. Поэтому является актуальным выработка рекомендаций по поддержанию стабильного уровня добычи.

Месторождение Шушуфинди было открыто в 1969 году скважиной Шушуфинди 1 на глубине 2978 м. Схематично месторождение делится на четыре части А, В, С, и D, как показано на рисунке, в соответствии с геологическими разломами, влияющими на поведение пластового давления [1].

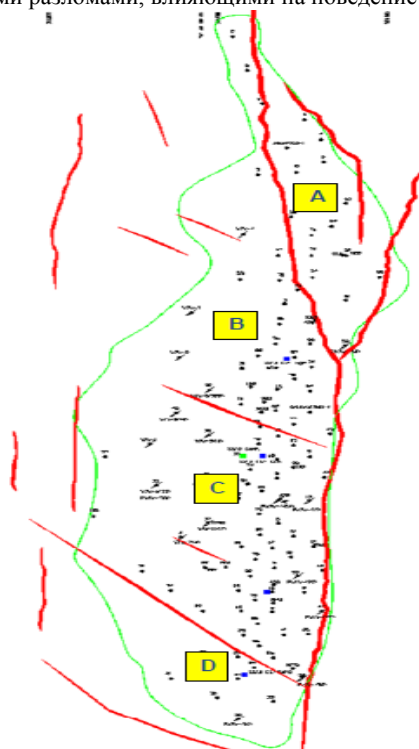


Рис. Схема месторождения Шушуфинди

согласно анализу, добывается в среднем 85,05 м³/день. На резервуаре “Т” участок “А” имеет наивысший средний показатель давления – 19 Мпа, данный участок имеет обычное количество пробуренных скважин, на которых, согласно анализу, добывается в среднем 94,15 м³/день [2]. По песчанику “G2” данных мало.

На месторождении Шушуфинди в настоящее время идет добыча тремя методами искусственного подъема на 81 скважине [3] – [4]: газлифтным способом – РРГ, гидравлическими насосами – РРН, погружными электронасосами – РРС, как показано в таблице 1. Добыча по способам детализируется в таб. 2.

Пробы, взятые в январе 1969 года на песчаниках “U” и “Т” дали соответственно 416,71 м³/сут плотностью 862,8 кг/м³ и 396,83 м³/сут плотностью 895 кг/м³. В 1973 году пластовое давление резервуара “U” зафиксировано на отметке 26,66 Мпа, а текущее давление составляет 16,45 Мпа.

Начальные балансовые запасы нефти составили для двух резервуаров “U” и “Т” 453387921 м³ нефти, извлечено 40876179 м³ нефти, и остаточная нефть оценивается в 46779939 м³. В 1973 году давление резервуара “Т” составляло 27,93 Мпа, а текущее давление составляет 17,14 Мпа. Текущие показатели пластового давления участков А, В, С и D как песчаника “U”, так и песчаника “Т” месторождения Шушуфинди находятся значительно выше показателей давления насыщения. На резервуаре “U” участком с наибольшим средним показателем добычи является участок “С” с добычей в 139,28 м³/день и средним давлением 17,13 Мпа. На резервуаре “Т” участком с наибольшим средним показателем добычи является участок “С” с добычей в 159,21 м³/день и средним давлением 16,52 Мпа. На резервуаре “U” участок “D” имеет наивысший средний показатель давления – 20,68 Мпа, а также данный участок имеет меньшее количество пробуренных скважин, на которых,

Таблица 1

Фонд скважин на месторождении Шушупинди

Метод	Количество скважин	Добыча баррель/день
PPG	2	1564
PPH	7	1544
PPS	72	39003
Всего	81	42111

Таблица 2

Добыча баррель/день по каждому методу

Станция	PPH	PPG	PPS	Всего
Агуарико	623	0	939	1562
Центральная	0	0	15676	15676
Северная	921	517	8663	10101
Юго-западная	0	1047	3525	4572
Южная	0	0	10200	10200

На месторождении скважины закрывают в основном по причине упавшего в скважину инструмента или поднятия уровня воды, а не по причине приближения пластового давления к давлению насыщения.

Поведение пластового давления внутри месторождения в его двух основных коллекторах “U” и “T” не однородно по причине разделения на участки, таким образом, есть область с высокими показателями пластового давления на севере и юге месторождения, и есть область с низкими показателями давления в центральной части месторождения.

Пластовое давление является основным фактором, влияющим на добычу на месторождении Шушупинди, поэтому был выполнен прогноз добычи с бурением скважин в местах, где высокий показатель пластового давления, используя прогнозирование с экспоненциальным трендом.

По наилучшему сценарию бурения скважин, наиболее перспективными областями представляются участок “А” в центральной его части, рядом со скважиной SSF-56, участок “В” в северной, центральной и южной его частях; на участке “С” более вероятен выбор южной части, а для участка “D” — центральной его части, близкой к скважине SSF-35. Рост добычи, согласно накопленным данным, составит 16803 м3/месяц.

Для уточнения параметров месторождения рекомендуется провести гидродинамическое исследование скважин, по которым нет актуальной информации.

По полученным результатам и прогнозу добычи рекомендуется осуществить бурение новых скважин в зонах, где еще остаются неизвлеченные запасы на разных участках. Параллельно следует разработать другие сценарии добычи, основывающиеся на иных методах улучшения отдачи.

Литература

1. Marco Rivadeneira, Patrice Baby. Características geológicas generales de los principales campos petroleros de producción. Quito Petroecuador. // La Cuenca oriente: geología y petróleo. – Petroecuador, 2004. – PP. 229 – 295.
2. Muñoz Segovia Gabriel Andrés. Estudio del comportamiento del campo Shushupindi mediante análisis e interpretación de pruebas de restauración de presión. Quito. Universidad Central del Ecuador, 2010. – 125 p.
3. <http://pruebasdepresionunefa.blogspot.com/>
4. <http://yacimientos-de-petroleo.blogspot.com/2008/02/instrumentos-de-medicin-utilizados-en.html>

**КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ ПЕРФОРАЦИИ
СКВАЖИН НА **-СКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.
АЛГОРИТМ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ
Р.Р. Сахибгареев¹**

Научный руководитель доцент Ш.Х. Султанов²

¹Филиал ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», г. Тюмень, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Перфорация является одной из существенных частей процесса заканчивания скважин, развитие и разработка ее техники и технологии вызывались необходимостью повышения продуктивности скважин, эффективности работ, техники безопасности и снижения стоимости. Гидромеханическая связь скважины с пластом крайне важна при заканчивании скважины с обсаживанием.

Характер этого сообщения, проходящего через цемент и колонну, является критическим для заканчивания и характеристик скважины. Она должна повысить продуктивность скважины путем создания чистых каналов через область пласта, загрязненную в процессе бурения, за счет обеспечения создания однородных отверстий через колонну и цемент для жидкостей гидравлического разрыва и пропантов и при создании более однородных отверстий для контроля выноса песка и углеводородной продукции.

Значительным резервом улучшения качества и снижения себестоимости строительства и ремонта скважин может служить повышение эффективности методов контроля за их техническим состоянием, являющихся основными источниками информации для управления процессом сооружения и ремонта скважин.

Однако усложнение геолого-технических условий строительства и ремонта скважин вызывает необходимость дальнейшего совершенствования методов контроля за их состоянием. Решению этой задачи в сочетании с разработкой способов и устройств улучшения технологического состояния скважин, предварительного моделирования вторичного вскрытия пласта и применения современной геофизической аппаратуры, а также практической реализацией получаемых результатов посвящена настоящая работа [1].

В настоящее время существует широкий спектр высокотехнологичной геофизической аппаратуры и программных продуктов моделирования внутрискважинных операций, предоставляемых сервисными компаниями, позволяющие как оценить техническое состояние скважин так и позволить смоделировать процесс эффективного продуктивного пласта.

Например, современные акустические методы малого исследования скважин позволяют получать в акустическом диапазоне развернутое изображение поверхности стенки скважины, заполненной негазированной промысловой жидкостью или нефтью без всевозможных механических примесей и утяжеляющих добавок. Полученные видеogramмы используются для обнаружения каверн, трещин, интервалов коррозионного повреждения обсадной колонны, определения мест муфтовых соединений труб, числа и местоположения перфорационных отверстий.

Согласно статистическим данным затраты времени на поиск и определение характера дефектов технического состояния могут составлять до 80% общего времени, затрачиваемого на ее ремонт, т.е. на восстановление ее рабочего состояния.

Одним из важнейших элементов, определяющих потенциальные возможности скважины, является прискважинная зона пласта (ПЗП) - объем продуктивного пласта, вскрытый данной скважиной и примыкающий к ней, в котором потери энергии на движение флюида существенны. При эксплуатации скважин состояние ПЗП постоянно изменяется вследствие как различных природных явлений, так и целенаправленной производственной деятельности, предусматривающей увеличение дебитов добывающих или приемистости нагнетательных скважин [2].

В настоящее время все более широкий интерес проявляется к разработкам так называемых комплексных, сочетающих в себе перфораторный и генераторный модули, аппаратов, технологии применения которых, позволяют обеспечить за одну спускоподъемную операцию совместно или последовательно кумулятивную перфорацию скважины и воздействие на пласт продуктами сгорания зарядов твердого топлива. Технологии, осуществляемые с применением аппаратов, сочетающих в себе перфораторный и генераторный модули, позволяют гарантированно, за счет газодинамического воздействия через перфорационные каналы на продуктивный пласт с образованием в пласте сетки трещин, обеспечить гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом при больших зонах загрязнения ПЗП низкими ФЭС [3].

Технологические преимущества технологии:

- Возможность работы в кислотных средах
- Возможность немедленного освоения скважины
- Образующие кумулятивными зарядами каналы и трещины сразу же расширяются давлением газов пороховых зарядов
- Суммарная поверхность трещин больше, чем при раздельных операциях
- Не происходит снижения проницаемости в период между вскрытием пласта и обработкой ПГД.
- Тепловое и физико-химическое воздействие на ПЗП.

Успешность применения ГП-105 на **-ском месторождении ОАО «ТНК-ВР» составила 30%. Составляющие процента успешности:

1. Скважины с полученным длительным эффектом – основную роль в получении эффекта играет ухудшение ПЗП (скин) и уменьшение работающей мощности пласта. Перфорация кумулятивными зарядами и последующая обработка интервала пороховыми газами, приводит к разбиванию кольянта и увеличивает работающую эффективную мощность пласта.

2. Скважины с полученным кратковременным эффектом – ситуация обратная первой составляющей: работы проводились на скважинах с хорошим состоянием ПЗП и с полной работающей мощностью пласта. Кратковременность эффекта обусловлена тем, что на конце перфорационного канала образуется система микротрещин, которая в дальнейшем ничем не подкрепляется и в кратчайшие сроки смыкается, возвращая показатели к первоначальным значениям.

3. Скважины с отрицательным эффектом – нарушение технологии работ.

Таким образом, причины низкой успешности рассматриваемой технологии заключаются в несовершенстве подбора кандидатов. Скважины подбирались исходя из низких показателей добычи/закачки, без учета текущего состояния ПЗП и работающей толщины пласта. 70% обработок с кратковременным эффектом – это скважины с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, но при этом, имеющие отрицательный скин и полную работающую толщину пласта.

Предлагаемый алгоритм выбора скважины-кандидата для геолого-технологических мероприятий (ГТМ) базируется на имеющемся опыте применения ГТМ на конкретных скважинах, т.е. предполагается, что скважины характеризующиеся схожими геолого-технологическими параметрами могут обладать примерно равными дебитами и эффектом от проведения ГТМ.

Для реализации алгоритма необходимо: база данных (или цифровые данные) по ГТМ, база данных по добыче, база данных по геолого-физическим параметрам и физико-химическим свойствам продуктивных пластов (по скважинам).

Последовательность автоматизированного процесса выбора скважины имеет некоторые особенности и включает следующие этапы:

Этап 1. Автоматизированный выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ

Выбор вида ГТМ из базы данных ГТМ и формирование целевой выборки технологическому эффекту (или выбор интересующей скважины)

Выбор скважины (скважин) с высокой технологической эффективностью и вывод ее геотехнологических характеристик

Поиск в базе данных скважин, аналогичных (схожих) скважине с высоким технологическим эффектом

Вывод скважин кандидатов с указанием параметров

Выбор скважин с наиболее важными геотехнологическими данными

Этап 2. Геолого-технологический контроль скважины – кандидата

Вывод геолого-технологических данных скважины-кандидата

Оценка остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважины- кандидата

Оценка возможности применения ГТМ сопоставлением параметров скважин и критериев применимости технологии

Анализ причин невязок.

Диагностика причин обводнения скважин.

Этап 3. Прогнозирование применения ГТМ скважины-кандидата, основываясь на опыте применения - предсказание дебитов скважин. Пример использования прогноза начальных дебитов по скважинам с помощью комплексирования кластерного анализа и множественной регрессии.

Этап 4. Анализ рисков.

Каждая модель прогноза обладает погрешностью, которая зависит от величины разброса исходных данных. В результате для каждого рассчитанного прогнозного значения эффекта может быть рассчитана погрешность, которую можно затем выразить в терминах анализа рисков, задавая соответствующие ограничения.

В конечном итоге, рассматриваемая технология является очередным способом очистки призабойной зоны пласта и дострела неработающих толщин. Впоследствии, при подборе скважин кандидатов кроме вышеописанного алгоритма, необходимо ориентироваться на проведенные гидродинамические и геофизические исследования, а в случае их отсутствия – планировать их проведение перед обработкой.

Литература

1. Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1997. – 240 с.
2. ТехЛит.ру [Электронный ресурс]: бесплатная электронная Интернет-библиотека для «технически умных» людей. – Электр. дан. (34362 док.). – М.: 200-. – Режим доступа: <http://tehlit.ru/index.htm>.
3. Барон В.Л., Белин В.А., Гананольский М.И., и др. Методы ведения прострелочно-взрывных работ. Специальные прострелочно-взрывные работы: учебник. – М.: Издательство Московского горного университета, 2007.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ВАХСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.С. Седунов

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Промыслово-геофизические исследования проводят с целью контроля за разработкой Вахского нефтяного месторождения с 1977 года. Поскольку месторождение разбуривалось поэтапно по площадям, то и контроль за разработкой осуществлялся с момента эксплуатации каждой площади в отдельности.

Проводимый комплекс исследований позволяет решать следующие задачи: определять источник обводнения, состав флюида по стволу скважины, места затрубной циркуляции и места негерметичности колонны, техническое состояние колонны, осуществлять контроль за выработкой пласта в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями открытого ствола.

При контроле и регулировании процесса разработки месторождений следует руководствоваться принятым регламентом геофизического комплексного контроля. Рекомендуется прежде всего уделять внимание изучению продвижения контура нефтеносности - регулярно проводить замеры положения водонефтяного контакта методами ГИС [1,2].

Термоэлектрическая и гидродинамическая дебитометрия на месторождении проводится с целью выделения работающих толщин и построения профилей притока.

Резистивиметрия, влагометрия и плотнометрия проводятся с целью определения состава флюида по стволу скважины и места разгазирования нефти.

Локация муфтовых соединений, гамма-гамма цементирование позволяют определить техническое состояние скважины, место интервала перфорации и осуществлять привязку.

По результатам термометрии определяют подошву отдающих и принимающих интервалов, места нарушения и негерметичности колонны.

Определение текущей нефтенасыщенности скважин методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) были проведены в 105 скважинах месторождения. Физическая сущность метода при определении тепловых нейтронов (t) состоит в периодическом облучении породы (скважины) короткими по времени (по сравнению с длительностью замедления и диффузии) импульсами нейтронов. Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИННК возможна, если минерализация пластовых вод превышает 50 г/л NaCl, а коэффициент пористости больше 10 %. Обобщая результаты проведенных исследований и сопоставляя их с данными интерпретации ГИС можно отметить, что при высокой глинистости коллекторов ($A_{пс} < 0.7$) и пониженном значении коэффициента пористости информативность ИННК резко снижается и возрастает неоднозначность оценки степени выработки объекта эксплуатации.

Низкая информативность метода ИННК прослеживается не только на Вахском, но и практически на всех месторождениях Томской области и заложена в его физической сущности. Поскольку метод основан на различии нейтрон-поглощающих свойств нефтеносной и водоносной (заводненной) частей пласта, которые зависят от объемного содержания хлора.

Расчеты показывают, что при минерализации пластовой воды менее 30 г/л, а также коэффициентах пористости до 30 % и объемной глинистости более 15 % дифференциация по времени жизни тепловых нейтронов в водонасыщенных и нефтенасыщенных пластах практически отсутствует и количественная интерпретация ИННК по всем продуктивным пластам теряет смысл. Анализ временных замеров ИННК в контрольных скважинах Вахского месторождения подтвердил, что более корректная интерпретация возможна при соблюдении периодичности исследований – 6 месяцев.

Выводы: комплекс исследований, предусматриваемый регламентом, должен обеспечивать систематическое получение первичной промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования процесса разработки, определяемых задачами исследований.

Литература

1. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.
2. Техническая инструкция по проведению Геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- РД 153-39.0-072-01 – Москва 2001.

РАСЧЕТ СКИН-ЭФФЕКТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Е.В. Серебренникова, А.Д. Саедгараев

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

При бурении скважин буровой раствор загрязняет призабойную зону пласта. В результате создаются повышенные сопротивления фильтрации в ПЗП. Скин-эффект – это степень снижения продуктивности скважины.

Определяется по формуле Хоукинса [2]:

$$S = \left(\frac{k_{уд}}{k_{пзп}} - 1 \right) \ln \frac{r_{пзп}}{r_c}$$

где $k_{уд}$ – проницаемость удаленной зоны пласта, $k_{пзп}$ – проницаемость призабойной зоны пласта, $r_{пзп}$ – радиус загрязнения, r_c – радиус скважины.

Определить величину скин-эффекта по формуле (1) практически невозможно, если ориентироваться только на показатели отработки скважины, поскольку неизвестны величины проницаемости призабойной зоны и размер ПЗП.

В современных методах исследование скважин применяются методы диагностики кривых восстановления давления, когда кривые давления строят в координатах $\lg(P')$ – $\lg(t)$, по форме которого определяют степень загрязнения ПЗП и влияния емкости ствола скважины (P'_0 , P_0 – безразмерное давление и производная давления; S_0 – безразмерная емкость; t_0 – безразмерное время) рис.1.

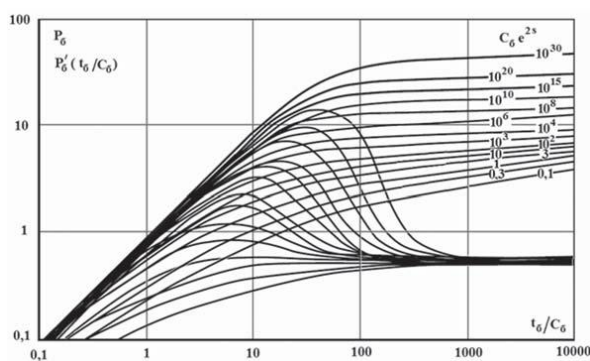


Рис. 1 Теоретические кривые давления

Максимум на диагностическом графике КВД определяется величиной скин-эффекта. Время влияния емкости ствола скважин на КВД - (посл которое фиксирует горизонтальный участок КВД (посл – время после притока).

Эти кривые получены в предположении, что влияние скин-эффекта и емкости ствола скважин на КВД одновременное и продолжается их влияние определенное время. Однако время влияния этих факторов на КВД может сильно отличаться.

Приведенные КВД на рис.1 не отражают истинные процессы, происходящие в пласте, так как они не учитывают различное влияния факторов скин-эффекта и емкости ствола скважин на КВД.

На рис.2 приведены графики давления в логарифмических и лог-лог координатах, отражающие реальное влияние скин-эффекта и емкости на КВД.

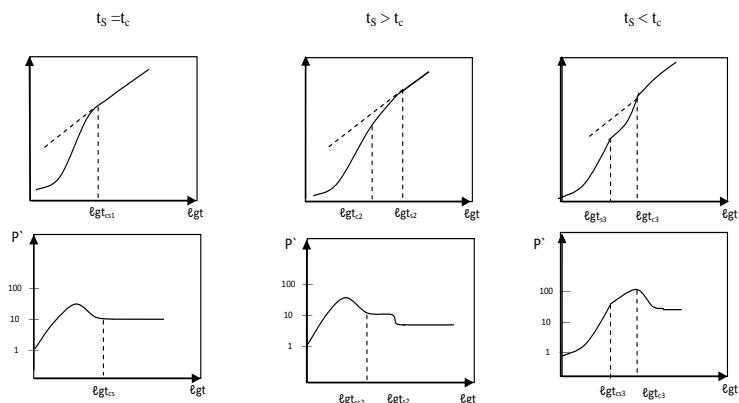


Рис. 2 КВД, t_s и t_c – время влияния скин-эффекта и емкости ствола

По данным предоставленных КВД возможно более достоверно определить режим фильтрации в ПЗП, фактическую величину скин-эффекта и проницаемости пласта и ПЗП.

Литературы

1. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин. – М.: Инфра – Инженерия, 2010. – С. 147-148.
2. Hawking M.F. A Note on the Skin Effect Dec, 1956. – p.65.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В.Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В современном нефтегазовом комплексе существует ряд проблем при добыче и эксплуатации месторождений. В частности, это образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в порах продуктивного пласта, призабойной зоне, технологическом оборудовании, трубопроводах и т.д. Асфальтенами называют фракции нефти, нерастворимые в нормальных алканах при нормальных условиях, но растворимые в избытке ароматических соединений. Практическая ценность знаний об асфальтенах неизмерима, так как именно эти компоненты во многом определяют поведение нефтяных систем [1,2]

В данной работе было проведено исследование особенностей поведения нефтяных асфальтенов в зависимости от температуры. Растворы асфальтенов в смеси толуола и н-гептана являются подходящими объектами для изучения процесса осаждения асфальтенов и взяты в качестве модельной системы для дальнейшего изучения.

Исследования проводились методом оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечения анализа изображений ImageScore Color. Микроскоп позволяет увеличивать изображение с кратностью в пять, десять, двадцать и пятьдесят раз, с помощью объективов. Преимуществами данного метода являются:

- возможность проведения прямых измерений;
- небольшое количество пробы;

возможность проводить обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

В качестве образцов исследования были использованы асфальтены нефти Усинского месторождения. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г. Томска. Концентрация основного раствора асфальтенов в толуоле составляла 0,157 г/л.

Асфальтены этого месторождения полностью растворяются в толуоле при данной концентрации, образуя молекулярный раствор, что было зафиксировано на приборе Photocor Complex. При некотором пороговом значении отношения н-гептан/толуол, раствор асфальтенов становится неустойчивым и частицы асфальтенов начинают коагулировать. Для исследования влияния температуры на модельную систему, к основному раствору был добавлен н-гептан в количестве 61 % об.

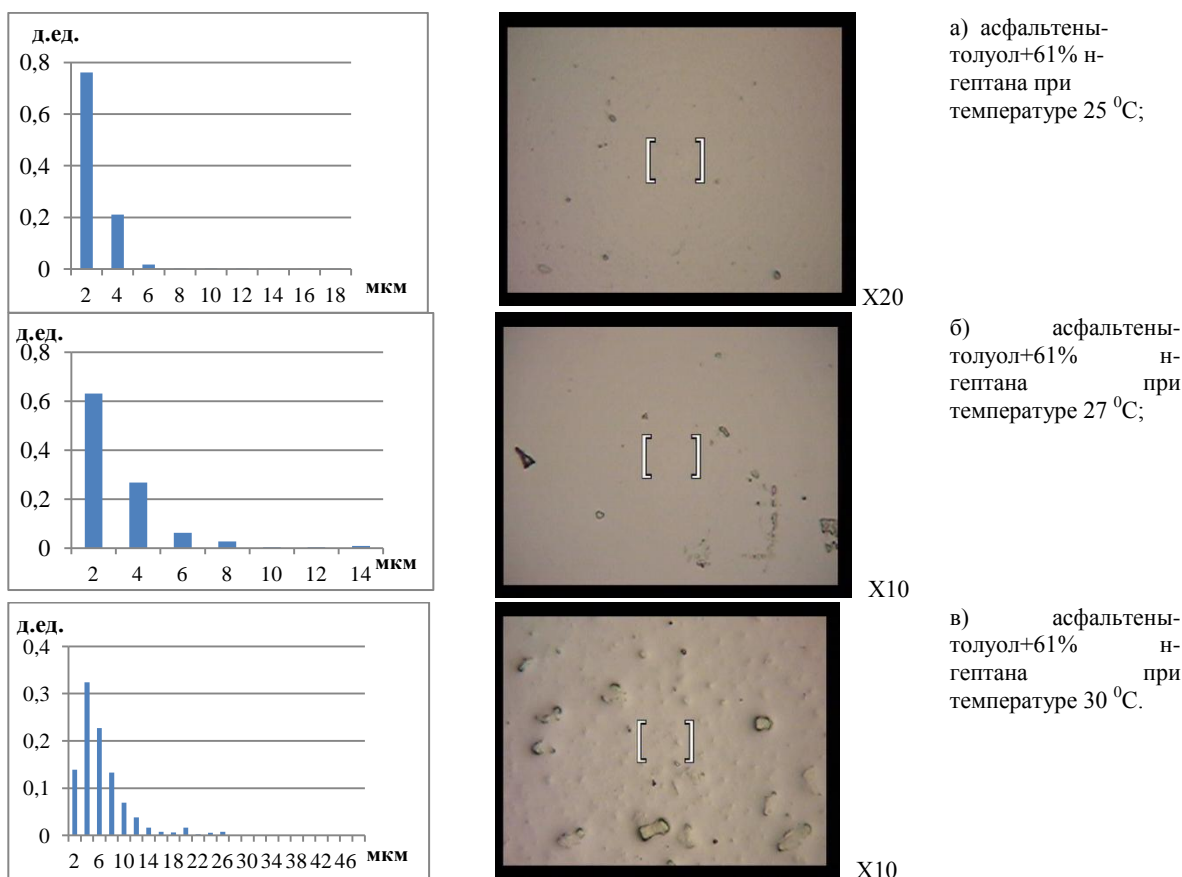


Рис. Дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам

Определения проводились при температурах 25, 27 и 30 °C в трех параллельных растворах. Каждая проба термостатировалась в течение суток до прекращения процессов агрегации и седиментации, затем ее тщательно перемешивали и исследовали методом оптической микроскопии. В образцах измеряли размеры частиц агрегировавших асфальтенов, и проводили дисперсионный анализ исследуемой системы. Для получения достоверных результатов количество измерений на каждом образце насчитывало от 350 до 1100. По полученным данным построены дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам в зависимости температуры (рис).

Для системы асфальтены-толуол+61% н-гептана установлено, что при температуре 25 °C присутствуют частицы размером до 18 мкм. Максимум приходится на частицы размером 2 мкм, которые составляют 0,76 д.ед. При температуре 27 °C наблюдается уменьшение количества частиц размером 2 мкм до 0,63 д.ед, но происходит

увеличение доли частиц размером 4 и 6 мкм. В растворе. В термостатированном при 30 °С растворе максимальное количество частиц имеет размер 4 мкм. Можно отметить увеличение количества частиц более крупных размеров до 46 мкм.

Результаты исследования показали, что увеличение температуры модельного раствора асфальтенов в присутствии инициатора процесса агрегации, приводит к перестройке системы с увеличением доли крупных асфальтеновых агрегатов выпавших в твердой фазе.

Как отмечается в работе [4], асфальтены – это концентрат парамагнитных молекул, радикалы которых обладают высокой энергией взаимодействия. Нагревание приводит к повышению энергии частиц, влияет на интенсивность броуновского движения, а возможно, приводит к пространственным перегруппировкам [3]. Этим можно объяснить наблюдаемое перераспределение частиц по размерам под влиянием нагревания.

Литература

1. Химия нефти / Под ред. З.И. – Сюняева – Л.: Химия, 1984. – 360 с.
2. Сюняев З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сюняев, Р.З. Сафиева. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
3. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Изменение структуры нефтяных дисперсных систем в различных условиях. – Томск: Томский филиал СО АН СССР, 1987. – 40 с.
4. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти, – Новосибирск: Наука, 1995. – 187 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСФОРМАЦИИ РЕГУЛЯРНЫХ СЕТОК С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

И.А. Синцов

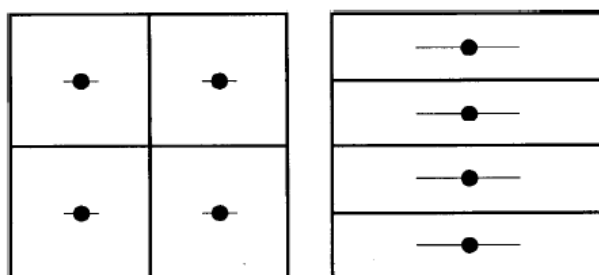
Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Массовое применение операций по гидроразрыву пласта (ГРП) в России, в особенности с началом ввода в разработку низкопроницаемых коллекторов, привело к тому, что по отдельным пластам охват скважин данным видом мероприятий достигает 100%. Полудлины трещин ГРП могут достигать 150-200 м, что сопоставимо с расстоянием между скважинами при регулярных системах размещения. Чаще всего не учитывается тот факт, что трещины могут менять геометрию потоков в элементе системы разработки, являясь в этом случае аналогом горизонтальных скважин. Однако если расположение горизонтальных стволов известно и заранее планируется, то направление трещин в пласте не всегда известно. В таком случае при неудачном расположении трещин ГРП может возникать высокопроводимый канал напрямую от нагнетательной скважины к добывающей.

Еще до массового распространения ГРП данная проблема поднималась отдельными исследователями для коллекторов, имеющих естественные трещины. Порово-трещинным коллекторам присуща определенная направленность трещин. Преимущественное направление развития трещин объясняется распределением напряжений в пласте, обусловленных условиями формирования залежи.

Проблемами учета влияния ориентации трещин разрыва относительно сетки скважин долгое время занимались в основном зарубежные специалисты. Этими авторами на основе простых аналитических моделей определялись оптимальные соотношения между размерами неравномерной прямоугольной сетки размещения скважин и длиной трещин разрыва. В случае квадратной сетки эффективны более короткие трещины, при прямоугольной сетке выгодно направление трещин вдоль большей стороны прямоугольника (рис. 1).



● 1 — 2

Рис. 1 Оптимальные схемы расположения скважин с трещинами гидроразрыва:

1 – скважина, 2 – трещина

Исследования интерференции скважин с трещинами разрыва были обобщены Каневской Р.Д [3]. Стоит отметить несколько выводов, представляющих практический интерес. Если отношение расстояния между скважинами к полной длине трещины не более 2, то наличие трещины и ее азимут оказывают существенное влияние на поведение давления. При фиксированном расстоянии между скважинами, если угол между прямой, соединяющей скважины, и осью трещины более 45°, то давление в скважине-наблюдателе слабо чувствительно к величине этого угла.

В работе [2] рассматривается влияние трещин ГРП с точки зрения увеличения коэффициента охвата. Авторами доказывается, что для неоднородных расчлененных пластов при использовании пяти- и семиточечных систем заводнения можно добиться увеличения КИН на 1-16% за счет проведения ГРП. Для монолитных пластов КИН может незначительно увеличиваться только при реализации разреженных сеток скважин (более 36 га/скв.).

В последнее десятилетие в связи с массовым применением ГРП активизировались и российские исследователи. После 2005 года начало появляться большое количество статей, касающихся, в том числе, и оптимального размещения скважин с учетом ориентации трещин.

Авторами статьи [4] предлагается интересный подход к решению данной проблемы. Для схематизации расположения скважин предлагается представление площадных систем в виде рядных. Направление этих рядов определяется направлением преимущественного распространения трещин, при этом расположение скважин относительно друг друга деформируется таким образом, чтобы сохранялась исходная плотность сетки скважин.

Также авторами была показана возможность решения задачи по определению оптимального варианта при рассмотрении различных систем размещения скважин и коэффициентов деформации. В качестве критерия оптимальности использовался чистый дисконтированный доход (NPV).

О необходимости учета, как ориентации, так и размеров трещин ГРП, говорится в статье [1]. При разработке Приобского месторождения для некоторых систем размещения отмечались быстрые прорывы от нагнетательных скважин к добывающим. Появилось предположение об одинаковом направлении трещин добывающих и нагнетательных скважин, а также возникновении автоГРП при высоких давлениях закачки. Исходя из этого, было предложено ограничивать длину трещин ГРП. Однако в дальнейшем были проведены исследования, в результате которых установлено, что преимущественное направление развития трещин составляет 335°. На основании полученных данных было предложено трансформировать однорядную систему размещения с учетом распространения трещин. Полученную систему назвали линейной или «уфимской» (рис. 2).

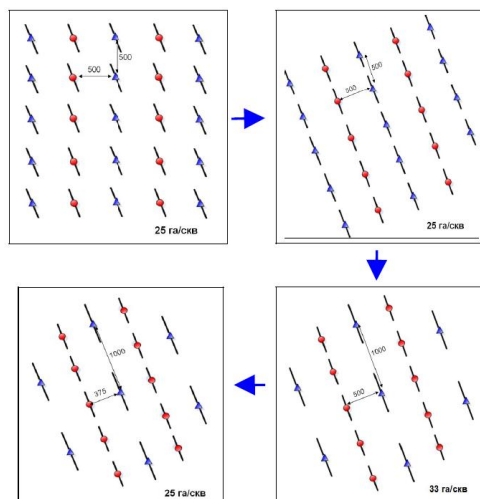


Рис. 2 Трансформация рядной системы разработки с ориентацией вдоль стресса в рядную с разрежением рядов нагнетательных скважин и сближением зон отбора и нагнетания [1]

Таким образом, следует признать, что работы по оптимизации регулярных сеток скважин с учетом ориентации и размера трещин ГРП ведутся, однако у авторов не всегда присутствует системный подход. В большинстве случаев предприняты попытки оптимизации, ориентированные на конкретные геолого-физические условия. Наиболее прогрессивным на сегодняшний день следует признать подход, описанный Хасановым М.М. и соавторами [4], заключающийся в трансформации сеток скважин в зависимости от преимущественного направления трещин с сохранением исходной плотности размещения.

Литература

1. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело, 2011. – №1. – С. 84 – 98.
2. Давыдов А.В., Сакунова Е.В., Абрикина Л.Н. Обоснование плотности сетки скважин при применении гидравлического разрыва пласта (ГРП) // Нефтепромысловое дело, 2008. – №2. – С. 7 – 9.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. - 212 с.
4. Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Мухамедшин Р.К. Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП // Нефтяное хозяйство, 2009. – №2. – С. 92 – 96.

**РАСЧЕТ ЧИСЛА ДАМКЕЛЕРА ДЛЯ СИСТЕМЫ
КИСЛОТНЫЙ РАСТВОР – КАРБОНАТНАЯ ПОРОДА****А.О. Солодовников, А.В. Елышев****Научный руководитель профессор О.В. Андреев
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия**

Кислотная обработка призабойной зоны пласта – самый распространенный способ химического воздействия на карбонатный коллектор. Цель кислотной обработки состоит в повышении продуктивности нефтенасыщенного пласта путем растворения загрязнений и в создании новых каналов размером от нескольких сантиметров до 1-2 метров вокруг ствола скважины. При кислотной обработке карбонатного коллектора протекают процессы образования высокопроводящих поровых каналов, так называемых червоточин. Структура образующихся каналов во многом зависит от скорости массопереноса и кинетики поверхностной реакции между водным раствором кислоты и твердой карбонатной породой [1]. В работах [2, 3] показана сложность процесса формирования червоточин. Геометрическая структура червоточин характеризуется числом Дамкелера, которое рассчитывается по формуле:

$$N_{Da} = \frac{\pi d l K}{q}$$

где K – общая константа скорости растворения; q – скорость подачи кислотного раствора, см³/мин; l – длина червоточки, см; d – диаметр червоточки, см.

Оптимальное значение безразмерного числа Дамкелера лежит в интервале от 0,13 до 0,52, при этом формируются прямолинейные каналы, на образование которых расходуется минимальное количество кислоты. Развивающимся направлением является приготовление кислот из неагрессивных реагентов непосредственно перед закачкой растворов в пласт. Такими реагентами являются: смесь параформа и хлорида аммония, сульфаминовая кислота и азотнокислая мочевины. Литературные данные по проведению фильтрационных испытаний растворов сухих кислот на модели карбонатного пласта не обнаружены. Цель работы состоит в проведении фильтрационных испытаний растворов кислотообразующих реагентов и 3%-ой соляной кислоты (в качестве эталона сравнения) на модели карбонатного пласта, установлении структуры образующихся червоточин и вычислении числа Дамкелера для систем кислота – порода. На начальном этапе исследований определяли скорость взаимодействия растворов кислотообразующих реагентов с карбонатной породой гравиметрическим методом в статическом режиме. Затем рассчитывали константы скорости реакции между взаимодействующими веществами по уравнению Аврамы-Колмогорова-Ерофеева с использованием поправки Саковича.

Установлено, что при взаимодействии растворов сухих кислот, взятых в эквивалентных количествах, с горной породой карбонатного состава наибольшую скорость растворения породы демонстрирует соляная кислота, наименьшую – смесь параформа и хлорида аммония и азотнокислая мочевины. Результаты расчетов приведены в таблице.

Растворы кислот нагнетались в модель карбонатного пласта, представляющую собой составную колонку образцов керна, образованного доломитом с трещинно-кавернозно-поровой матрицей пород. Образцы имели пористость 11-15% и проницаемость от 0,069 до 0,183 мкм².

Фильтрационные исследования выполнялись на многопрофильной модульной системе, предназначенной для проведения экспериментов по определению коэффициентов фазовой проницаемости породы пласта для нефти, воды или газа в условиях трехфазного потока при нестационарном режиме фильтрации. Условия фильтрационных испытаний: температура – 25°C, давление – 10 МПа, скорость закачки флюида – 15 см³/ч, минерализация модели пластовой воды – 150 г/л. На модель карбонатного пласта воздействовали следующими реагентами: смесью параформа и хлорида аммония (вес. отн. 3:4, 40% мас.), сульфаминовой кислотой (15% мас.), азотнокислой мочевиной (12% мас.) и соляной кислотой (3% мас.).

В начале закачки раствора кислотообразующего реагента в модель наблюдается повышение градиента давления, что свидетельствует о снижении проницаемости из-за осаждения продуктов реакции в поровом пространстве породы. При дальнейшей закачке раствора происходит прорыв кислоты из-за образования сквозных каналов фильтрации, что сопровождается резким снижением градиента давления в результате значительного повышения проницаемости модели пласта. Несмотря на близость концентраций кислотных растворов по активным ионам водорода, на образование сквозных каналов расходуется различный объем кислоты. В случае фильтрации азотнокислой мочевины и смеси параформа с хлоридом аммония образование сквозных каналов происходит только после прокачки 9,7 и 12,1 поровых объемов кислоты соответственно. При обработке карбонатной породы 3% соляной кислотой на образование сквозного канала фильтрации затрачивается 11,5 объемов пор кислотного раствора. При использовании сульфаминовой кислоты объем раствора, необходимый для прорыва кислоты, достигает минимума и составляет 6,5 поровых объемов.

После кислотной обработки образцы керна продольно раскалывали или распиливали и устанавливали структуру фильтрационных каналов, также измеряли длину и диаметр червоточин, необходимые для расчета числа Дамкелера. При фильтрации раствора 3%-ой соляной кислоты образуются каналы конической формы. При низких скоростях фильтрации и высокой скорости взаимодействия реагентов кислота продвигается по торцевой поверхности образца керна, в результате червоточины не образуются или образуются слишком короткие каналы растворения. Исходя из того, что значение числа Дамкелера для данной системы равно 1,82, нагнетание кислоты при данных условиях не приводит к формированию червоточин. Следовательно, кислотную обработку с таким режимом следует избегать.

Смешанная форма каналов формируется при применении сульфаминовой кислоты. В данном случае образуется одна червоточина без заметного разветвления. Число Дамкелера для данной системы кислота – порода равно 0,31, т.е. происходит эффективная кислотная обработка. При увеличении скорости закачки кислоты будут расширяться уже образовавшиеся червоточины, но процесс обработки при этом станет менее эффективным. Фильтрация кислот на основе азотнокислой мочевины и смеси параформа с хлоридом аммония приводит к образованию многочисленных коротких разветвленных каналов, число Дамкелера равно 0,04 и 0,03 соответственно.

В таблице приведены характеристики взаимодействия кислотных растворов с моделью пласта, использованные для расчета числа Дамкелера. Вычисленное значение числа Дамкелера для систем кислота – порода изменяется от 0,03 до 1,82, что подтверждает образование червоточин различных типов.

Таблица

Характеристики взаимодействия растворов кислотообразующих реагентов с керновой моделью карбонатного состава

Кислота	q, скорость фильтрации кислоты, см ³ /мин	K, константа скорости реакции	d, диаметр червоточины, см	l, длина червоточины, см	N _{Da}
соляная 3% мас.	0,25	0,030	2,08	2,32	1,82
сульфаминовая 15% мас.	0,25	0,029	0,33	2,80	0,31
азотнокислая мочевины 12% мас.	0,25	0,026	0,41	2,80	0,04
параформ и хлорид аммония 40% мас.	0,25	0,025	0,03	2,80	0,03

Таким образом, в результате проведенных исследований установлена структура каналов, образующихся при фильтрации растворов кислотообразующих реагентов через модель карбонатного пласта. Наиболее предпочтительная – смешанная – форма каналов образуется при воздействии сульфаминовой кислотой. При этом необходимый объем раствора данной кислоты минимален по сравнению с другими растворами для образования сквозного канала, число Дамкелера находится в области оптимальных значений.

Литература

1. Fredd C. N., Fogler H. S. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction // SPE Journal, 1999. – № 4. – pp. 196 – 205.
2. Fredd C. N., Miller M. J. Validation of carbonate matrix stimulation models // SPE 58713, 2000. – pp. 238 – 252.
3. Gdanski R. D. Recent advances in carbonate stimulation // IPTC 10693, 2005. – pp. 85 – 98.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.В. Соловьев, Д.Н. Борзенкова, Е.Н. Иванов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири, введенных в эксплуатацию в 60-80-е годы прошлого столетия, находятся на поздней стадии разработки. Месторождения, в своём большинстве, характеризуются значительной обводненностью продукции, неоднородностью продуктивных пластов по проницаемости и значительной долей остаточных запасов. Это является причиной затруднения добычи и снижения продуктивности скважин. Для решения данных проблем необходимо проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью интенсификации процессов выработки запасов и поддержания стабильного уровня добычи нефти.[3]

Существует целый спектр технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи: гидравлический разрыв пласта (ГРП), забурка боковых и горизонтальных стволов (ЗБС, ГС), соляно-кислотные обработки, форсированный отбор жидкости (ФОЖ) и др. Одним из наиболее эффективных и широко применяемых методов воздействия на приобойную зону пласта является ГРП, целью которого является разработка трудноизвлекаемых запасов на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами. В настоящее время внедряется уникальная усовершенствованная технология многостадийного ГРП, позволяющая сократить время освоения скважин и снизить издержки. Также на месторождениях Западной Сибири реализуется программа бурения боковых наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Данный вид ГТМ позволяет решить множество задач, таких как вывод из бездействия малодебитных, аварийных и преждевременно обводнившихся скважин, а также выработка остаточных извлекаемых запасов. Для повышения нефтеотдачи также применяется технология ФОЖ, которая заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости, обычно, путем смены ЭЦН на более мощный, за счет чего создается перепад давления между

пропластками с различной проницаемостью. В результате нефть из нефтенасыщенного (низкопроницаемого) пропластка вовлекается в гидродинамический поток и выносится к добывающей скважине. [1,2,4]



Рис. 1 Многостадийный ГРП в горизонтальной скважине

По результатам ранее проведенного авторами анализа по 141 скважин/операций, из которых 78 операций по ГРП и 63 по ФОЖ, было установлено положительное влияние операций по ФОЖ (>70%) на увеличение извлекаемых запасов, которое составило 6.3% (прирост запасов/запасы до ГТМ) при увеличении дебита нефти (1.5 раза) жидкости (в 1.8 раза) и последующем неизменном темпе обводнения. Анализ ГРП показал успешность операций (количество низкодебитных скважин <10т/д снизилось в 7 раз) и в то же время увеличение извлекаемых запасов в 53% операций на 24,8%. При этом было установлено, что обводненность до проведения интенсификации не является ограничивающим фактором для увеличения добычи. В целом, отмечается значительная роль ГТМ на текущую и конечную нефтеотдачу пластов.

Качество проводимых технологий значительно зависит от того, насколько обоснован подбор скважин и опытных участков для их применения. И поэтому для принятия экономически обоснованного решения для следующих планируемых параметров скважины в конкретных геологических условиях используется гидродинамическое моделирование. Однако, моделирование ГТМ сопровождается рядом технических тонкостей. Цель данной и последующей работы является выявление аспектов и особенностей задания геолого-технических мероприятий на модели месторождения. Для этого планируется исследование моделирования мероприятий на изотропной модели пласта, и затем применение полученных результатов на секторе месторождения X Томской области. Давайте рассмотрим основные аспекты моделирования ГТМ на гидродинамической модели.

Моделирование ГТМ

ГРП может моделироваться в Eclipse минимум тремя способами: с заданием индекса продуктивности (ключевое слово WPIMULT от 0 до 5), изменением скин-фактора на отрицательное значение (ГРП в высокопроницаемых пластах от 0 до -2, обычное ГРП от -3 до -5, кислотный ГРП от -2 до -4 и массивный ГРП от -6 до -7), либо изменением множителя проводимости (ключевое слово MULTX, MULTY, MULTZ) [МануалEclipse]. Нужно отметить, что задание ключевого слова MULTX имеет преимущество в том, что можно задавать направление трещины ГРП и длину трещины. [5]

Некоторыми авторами предлагается моделирование многостадийного ГРП (МГРП) путем задания модели LOCALGRIDREFINEMENT (LGR), но данный способ значительно увеличивает время расчета. Также есть более простой способ задания МГРП посредством моделирования нескольких вертикальных скважин с отрицательным скин-фактором. Вопрос моделирования МГРП требует дополнительного изучения. [5]

ФОЖ моделируется путем контроля жидкости модели.

При задании уплотняющего бурения в модели технических проблем не возникает, но оптимальная сетка скважин для выработки остаточных запасов зачастую остается неопределенностью.

Задание горизонтальных и боковых стволов в модели не представляется сложным, но угол наклона в пласте данных скважин может варьироваться в зависимости от структуры остаточных запасов (см. рис.2). При этом остается вопрос, как правильно задать эффективную длину горизонтального ствола при проектировании скважины не вдоль ячеек, а по их диагонали (рис.2).

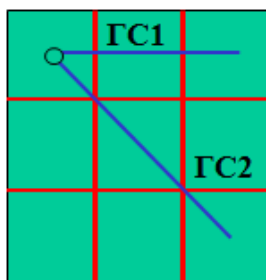


Рис.2 Проектирование горизонтальных скважин вдоль ячеек (ГС1) и по диагонали ячеек (ГС2) сетки гидродинамической модели

Вывод: как показывает анализ, отмечается значительная роль ГТМ на текущую и конечную нефтеотдачу пластов. Приэто в современных гидродинамических симуляторах реализуются хорошие возможности задания данных мероприятий в модели пласта. Однако, остаются неопределенности как оптимально задавать данные мероприятия применительно к конкретным условиям коллектора. В дальнейшем планируется изучение технических аспектов на различных моделях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Литература

1. Воронова М., Первые результаты новой технологии, «Нефтяник Западной Сибири», 2011 – №18.
2. Ланин Н.А., Телегин И.Г., Ягафаров А.К., Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на месторождениях, «Территория нефтегаз», 2007 – №10.
3. Петраков А.М. Научно-методические основы применения технологий адресного воздействия для повышения эффективности разработки трудно извлекаемых запасов нефти (на примере месторождений Западной Сибири): Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Москва, 2010.
4. Райлян М., В поиске новых методов, «Нефтяник Западной Сибири», 2012 – №25.
5. Техническое описание «EclipseManual» Версия 2003A_1.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

И.Е. Сорокоумова

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтяной сфере проблема образования отложений в оборудовании является актуальной, поскольку большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, что является благоприятным условием для формирования парафиновых отложений, осложненных условий добычи, сбора и подготовки скважинной продукции.

Образование парафиновых отложений в системе нефтесбора является одной из основных причин уменьшения живого сечения труб, и, как следствие, способствующих снижению продуктивности добывающих скважин, росту давления в выкидных линиях, нефтесборных коллекторах. Часто такие отложения полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам и дополнительным ремонтным работам, в итоге – к значительным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающего предприятия.

В настоящее время не существует универсальных методов удаления и предотвращения образования асфальто-смоло-парафиновых отложений. Причинами тому становятся трудности практического осуществления, большие эксплуатационные расходы, несовершенство методов.

Одним из способов предотвращения и борьбы с образованием парафиноотложений является применение растворителей. В работах Ивановой, Шниц, посвященных выбору эффективных реагентов для удаления нефтяных отложений, в частности [1], показано, что если отложения образованы высокомолекулярными парафинами нефти, то эффективным методом борьбы является применение углеводородных растворителей.

Целью данной работы являлось исследование влияния различных факторов на формирование отложений из парафинистой нефти путем создания моделирующей схемы образования отложений в трубопроводе в программной среде Aspen HYSYS® и оценка эффективности действия отдельных растворителей и их смесей.

Aspen HYSYS® представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии.

Моделирующая программа Aspen HYSYS позволяет исследовать влияние различных факторов на процесс фазового поведения парафинов в процессе трубопроводного транспорта нефти [2]. В данной работе рассмотрено влияние добавки растворяющих компонентов в состав парафинистой нефти на количество отложений, их местоположение по длине трубы и на гидродинамические характеристики потока жидкости. В качестве таких компонентов-растворителей были выбраны углеводороды разных классов: гексан, циклогексан, бензол, толуол и их смеси.

В программе использована термодинамическая модель, которая учитывает влияние давления на равновесие жидкость-твердое. Рассчитанные с помощью этой модели температура помутнения и количество отложений могут как увеличиваться, так и уменьшаться с ростом давления в зависимости от состава потока [2].

Скорость отложения парафинов на стенках трубопроводов определяется только скоростью массопереноса. Скорость отложения описывается следующим уравнением [2]:

$$m' = k(C_{стен} - C_{доп})AMw$$

где m' – скорость отложений (кг/с)

k – коэффициент массопереноса (моль/м²с)

$C_{стен}$ – концентрация парафинообразующих компонент в пристеночном слое

$C_{ядр}$ – концентрация парафинообразующих компонент в ядре потока
 M_w – молекулярный вес парафинов
 A – поверхность трубы

Исходными данными послужили характеристики одной из западно-сибирских парафинистых нефтей известного компонентного состава и данные стандартного разгазирования пластовой пробы:

- плотность нефти 850 кг/м³;
- содержание парафинов 5,6% масс.;
- компонентный состав парафиновых отложений (C_9 - C_{30}).

Были исследованы следующие факторы, влияющие на количество отложений парафинов по длине трубы: начальная температура нефти, внутренний диаметр трубы, природа и количество растворителя.

Первая группа исследований охватывала диапазон температур нефти на входе в трубопровод 30–70 °С; температура нефти на выходе из трубы оставалась постоянной и равной 2 °С.

Результаты показали, что зависимость изменения температуры потока по длине трубы описывается гиперболической кривой и, начиная с 4000м, остается практически постоянной и одинаковой до конца трубопровода для всех случаев входной температуры.

Изменение толщины отложений, в зависимости от температуры входного потока, имеет нелинейный характер.

Максимум толщины отложений при увеличении начальной температуры нефти смещается с 2000м до 3000м (рис. 1). Такую сложную зависимость обуславливает влияние целого комплекса факторов, таких как плотность, вязкость нефти, давление в системе, скорость потока, температура насыщения нефти парафином и др.

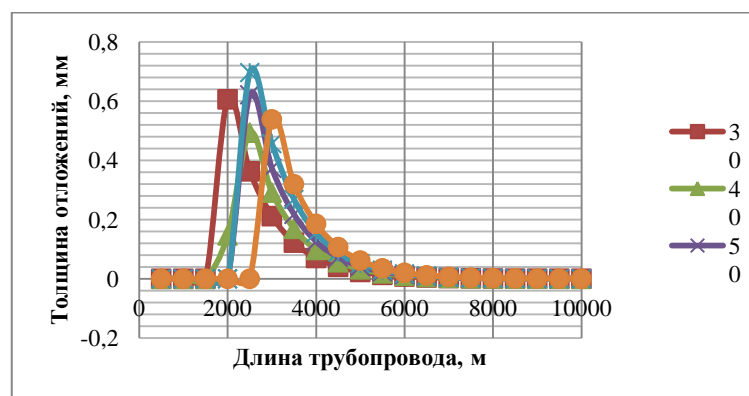


Рис. 1 Изменение толщины отложений по длине трубопровода

Но доминирующее влияние в данном случае оказывает градиент температуры по длине трубы (рис. 2): чем выше величина градиента, тем больше толщина отложений в точке максимума. Можно отметить тенденцию к сдвигу точки начала образования отложений от 1500м до 2500м с ростом температуры нефти на входе в трубу.

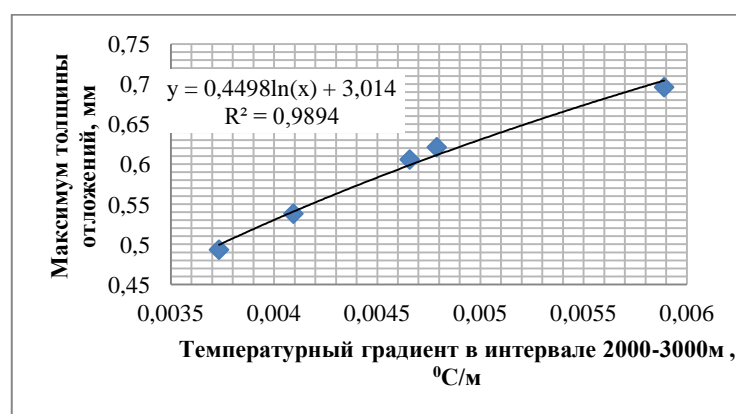


Рис.2 Изменение максимума толщины отложений в зависимости от температурного градиента

Во второй группе исследований были приняты диаметры трубопровода 280мм, 150мм, 50мм. Установлено, что изменение температуры потока нефти практически не зависит от внутреннего диаметра трубы в исследованном диапазоне размеров при любой начальной температуре нефти. С уменьшением диаметра трубы возрастает толщина осадка, что вполне логично связать с увеличением объемной скорости потока жидкости (табл.).

Таблица

Влияние величины внутреннего диаметра трубопровода на параметры отложений и характеристики потока нефти

Тнач., 0С	Двн., мм	hmax, мм	Lmax, м	V, м/с	W, мЗ/с	Re	Примечание
70	280	0,5	3000	0,056	0,0034	26695	Для других начальных температур нефти зависимости аналогичны
	150	0,9		0,200	0,0035	50107	
	50	2,4		2,124	0,0042	163955	

Число Рейнольдса во всех исследуемых случаях превосходит критическое значение 2300. Режим течения турбулентный, и чем меньше диаметр, тем выше турбулентность потока жидкости. При большем диаметре на конце трубопровода отложения не образуются, а при минимальном диаметре они откладываются практически по всей длине трубопровода.

Третья группа исследований посвящена изучению влияния растворителей и их смесей в диапазонах расхода 10-40 кг·моль/час на количество отложений по длине трубопровода. Диапазон начальных температур нефти и растворителя соответствовал параметрам первого исследования.

При добавлении бензола во входной поток ($T=70^{\circ}\text{C}$) толщина отложений пропорционально снижается. По графику хорошо видно, что отложения растворяются на определенном участке при определенном расходе бензола, не смещаясь при этом по трубопроводу (рис. 3). Возможно, это связано с молекулярным составом парафинов, и расход бензола влияет на растворение определенных компонентов отложения.

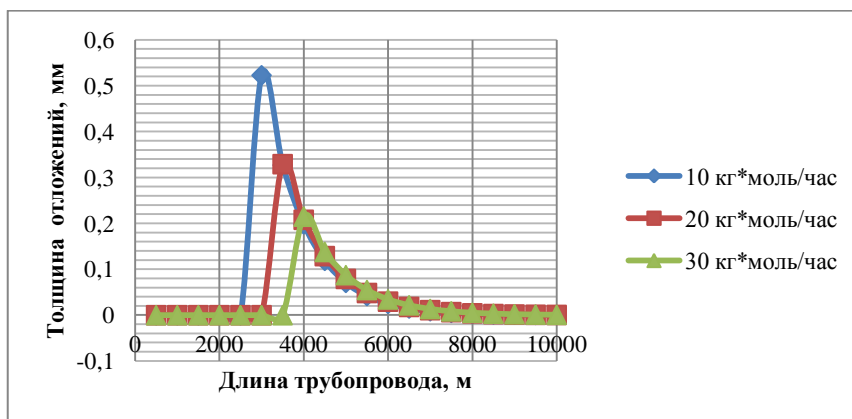


Рис. 3 Влияние расхода бензола на толщину отложений в трубопроводе

Циклогексан при таком же расходе 10 кг·моль/час, что и бензол, при той же температуре 70°C , имеет лучшую растворяющую способность. Хорошую растворяющую способность показала смесь бензола и циклогексана в равных пропорциях, но при довольно большом расходе каждого – 20 кг·моль/час.

Толуол показал лучшую растворяющую способность при входной температуре в диапазоне $20-40^{\circ}\text{C}$.

Смесь всех трех растворителей способна удалить отложения в трубопроводе полностью.

Установленные зависимости влияния природы растворителя совпадают с результатами [1], что подтверждает достоверность исследований, проведенных с помощью моделирующего комплекса.

Литература

1. Иванова И.К., Шиц Е.Ю. Кинетические исследования процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений в гексане и композициях на его основе/ Нефтяное хозяйство, 2012 – №10. – С. 118 – 120.
2. Руководство пользователя. Aspen Technology, Inc., 2011.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Д.А. Султанова

Научный руководитель доцент А.В. Максютин

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Большинство нефтяных месторождений Российской Федерации представлено залежами, которые находятся на завершающей стадии разработки. Как правило, эксплуатация таких залежей сопровождается большим количеством осложняющих факторов, которые приводят к снижению надежности нефтедобывающего оборудования. В современных экономических условиях одним из основных способов повышения рентабельности предприятий нефтегазовой, нефтехимической и химической отраслей промышленности с

непрерывным производственным циклом является снижение издержек на эксплуатацию технологического оборудования и ликвидацию последствий аварий [3].

На сегодняшний день одной из основных причин сокращения межремонтного периода нефтегазопромыслового оборудования, является коррозия. Процессу коррозии могут способствовать воздействие сразу нескольких факторов – повышение обводненности продукции скважин, увеличение выноса солей и механических примесей, повышение скорости движения пластовой жидкости, увеличение токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях. Отметим, электроцентробежные погружные насосы (УЭЦН) являются основным видом механизированной добычи, применяемым на объектах нефтедобывающих предприятий России. Поэтому повышение ресурса скважинного оборудования, в том числе УЭЦН, невозможно без защиты оборудования от коррозии. [1].

Коррозия - представляет собой процесс, в результате которого происходит разрушение материалов из-за взаимодействия с агрессивной средой. Коррозионные процессы отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Сегодня каждая научная область — физика, химия, биология – классифицирует коррозионные процессы, основываясь на собственных научных позициях, а единой, всеобъемлющей и общепризнанной классификации коррозии пока не создано. [4]. Для нефтегазопромыслового оборудования наиболее характерны следующие виды коррозии:

- общая (неравномерная) коррозия;
- локальная (местная) коррозия.

Под общей коррозией понимается процесс, при котором разрушительному воздействию подвергается вся или какая-либо часть поверхности металла, при этом глубина проникновения коррозии на одних участках может быть несколько больше, чем на других. Для данного вида коррозии характерная скорость 0,1–0,5 мм/год.

Локальная коррозия является наиболее встречаемой. Она сопровождается высокой скоростью растворения металла на отдельных участках (1–10 мм/год). При местной коррозии возможно появление сквозных отверстий, так как разрушение происходит вглубь материала.

Как уже было сказано ранее, коррозия скважинного оборудования приводит к огромным потерям, поэтому практически во всех нефтегазовых и сервисных компаниях применяются те или иные виды и способы защиты от коррозии. Основными способами защиты от коррозии являются: химические, физические, технологические [1].

В качестве решения данной проблемы предлагается использование химических методов защиты оборудования, таких как применение химических реагентов. Подобная защита осуществляется посредством ингибиторов коррозии. Ингибиторную защиту применяют в основном как предупреждающую меру до внедрения более радикальных способов. Коррозия протекает в соответствии с основными законами природы, поэтому полностью устранить её невозможно. Однако при добавлении ингибитора коррозии скорость коррозии можно максимально замедлить. За счет адсорбции ингибитора или образования с катионами металла труднорастворимых соединений происходит изменение состояния поверхности металла, в результате чего уменьшается площадь активной поверхности или изменяется энергия активации коррозионного процесса. При этом скорость коррозии значительно понижается и ингибитор не оказывает негативного воздействия на сам металл.

Подбор наиболее эффективного ингибитора, для конкретных условий, осуществляется при помощи лабораторного метода определения электрохимических характеристик металлов в средах электролитов. Потенциостат Gill 12 применяется для определения скоростей электрохимических реакций, для исследования коррозионных процессов, для определения скорости коррозии, для определения плотностей токов гальванопар.

Метод линейного поляризационного сопротивления (LPR) основан на принципе Штерна - Гери, полученном теоретически, путем дифференцирования уравнения поляризационной кривой вблизи стационарного потенциала коррозии, т.е. ток коррозии обратно пропорционален поляризационному сопротивлению поверхности электрода, измеренному вблизи стационарного потенциала коррозии [3].

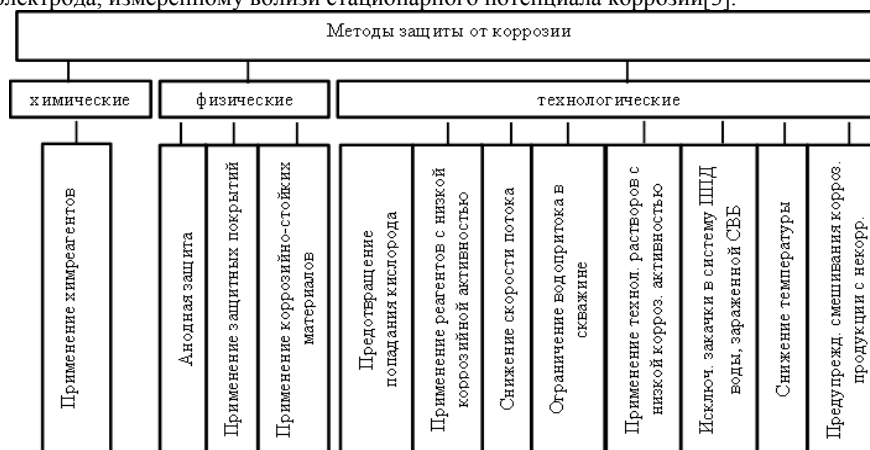


Рис. Виды защиты скважинного оборудования от коррозии [1]

При взаимодействии электрода с агрессивной средой происходит реактивная диффузия атомов или ионов металла сквозь утолщающуюся плёнку продуктов коррозионного процесса и встречной диффузии атомов или ионов кислорода, в результате чего происходит одновременное окисление металла и восстановление коррозионной среды; высокие температуры способствуют данному процессу. Движущей силой коррозионных процессов является термодинамическая неустойчивость металла.

По знаку изменения термодинамического потенциала можно узнать возможность самопроизвольного протекания химической коррозии. Как правило, этот вид коррозии охватывает всю поверхность металла. Таким образом, этот процесс имеет ионно-электронный процесс, сходный процессам электропроводности, происходящим в ионных кристаллах.

При проведении лабораторных испытаний защитного действия образцов ингибиторов коррозии, были использованы модели воды: Модель 1, Модель 2; составы которых приведены в таблице 1. Исследовалась средняя обводненность, при соотношении модели нефти и модели воды 60:40. В качестве модели нефти использовали керосин, *n*-октан и *орто*-ксилол в соотношении (1:1:1).

Таблица 1

Ионный и солевой состав: модель №1, модель №2

Характеристика			Модель №1	Модель №2
№	Свойства	Единица измерения	Значение	Значение
1.	Солевой состав воды:	мг/дм ³		
2.	NaCl		18,484	136,0
	(MgCl ₂ ·6H ₂ O)		0,5185	5,2
	NaHCO ₃		0,7242	1,124

Таблица 2

Результаты испытаний защитного действия образцов ингибиторов коррозии

Наименование реагента	Концентрация мг/л	Z, %	
		Модель №1	Модель №2
Реагент №1	5	5,22	23,4
	15	15,77	45,6
	25	21,22	99,2
Реагент №2	5	24,5	76,86
	15	33,6	87,95
	25	60,1	99,21

Полученные результаты подтверждают, что ингибирование требует индивидуального подхода в разных условиях. Данный метод оценки эффективности является единственным способом позволяющим измерить скорость коррозии непосредственно в режиме реального времени. Так же метод LPR полезен при необходимости быстрого выявления коррозии, что помогает оперативно предпринять соответствующие технические меры по исправлению положения, тем самым продлевая срок эксплуатации оборудования и сведения к минимуму незапланированных простоев.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых ученых – кандидатов наук (договор № 16.120.11.690-МК).

Литература

1. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее// Территория «Нефтегаз», 2011. – №1(18). – С. 18 – 25.
2. Практическое руководство по использованию потенциостата Gill 12// Сайт компании ACM Instruments (Великобритания, Камбрия) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.potentiostat.com/>, свободный. (31.01.2013).
3. Харемов В. Г, Попков Ю. С. Автоматизированные системы комплексного коррозионного мониторинга// Территория «Нефтегаз», 2008. – №3(41). – С. 14 – 17.
4. http://www.energy-press.ru/files/InPraktika_6_2010-4_Daminov.pdf

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СКВАЖИН

С.О. Терновенко

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одной из наименее изученных тем в области защиты от коррозии является разрушение погружного оборудования нефтескважин, хотя переоценить ее актуальность достаточно сложно. Причина заключается в том, что сроки эксплуатации подземного оборудования значительно ниже наземного, где

процессы коррозии являются преобладающими, а методы борьбы с ней достаточно изучены и регламентированы.

Методы же борьбы с разрушением ЭЦН и ПЭД сводятся в основном к ингибированию, эффективность которого в условиях совокупности разрушающих факторов объяснима и, ни в коем случае, не оспаривается. Однако в связи с развитием методов защиты с помощью ингибиторов последние годы значительно увеличены сроки эксплуатации скважинного оборудования, вследствие чего в достаточной степени проявляются процессы электрохимического разрушения.

Достаточно сказать, что количество отказов погружного оборудования по причине коррозии за последние два года увеличилось в 4-5 раз и на сегодняшний день составляет в целом 13-15 % от действующего фонда скважин. Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 30 до 300 суток и составляет в среднем около 100 суток при среднем общем МРП 300 суток. Финансовые потери, связанные с недоамортизацией оборудования, частыми ремонтами и недополученной нефтью, достигают сотен миллионов рублей в год. Причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя, является коррозия ПЭД [1].

Попытки борьбы с электрохимической коррозией скважин давно предпринимаются различными добывающими организациями, но тема остается достаточно дискуссионной.

Разберем вкратце постулаты электрохимической защиты. Во-первых она подразделяется на пассивную и активную. Пассивная защита заключается в нанесении антикоррозионного покрытия на поверхность защищаемого сооружения. В практике она применяется – это отдельная достаточно изученная отрасль и в рамках данной статьи требует только формального упоминания, т.к. это проблема скорее технологического, нежели коррозионного характера. Следует разве что отметить, что этот вид защиты является необходимым, но не достаточным, т.е. является эффективным но не исключает применения активной защиты.

Активная электрохимическая защита подразделяется на два больших раздела: протекторная и, собственно, катодная защита с помощью станций катодной защиты (СКЗ) (дренажную пропускаем вследствие неактуальности в рамках рассматриваемой темы). Оба вида с недавних пор с различным успехом применяются на нефтедобывающих предприятиях. Рассмотрим каждый из них в отдельности и поделимся нашими представлениями по этому поводу.

Начнем с протекторной защиты. Она заключается в использовании в качестве жертвенного анода металла, имеющего более высокую электроотрицательность относительно защищаемого сооружения. На практике широкое применение получили сплавы на основе магния. В целом применение этого металла оправдано, однако он имеет ряд недостатков, которые следует отметить. Первое – это его относительно высокая электроотрицательность. Он дает чрезмерно высокий электродный потенциал на защищаемом сооружении. По этой причине, например, с некоторых пор принято отказываться от магниевых протекторов при защите резервуаров, т.к. вследствие высокого защитного потенциала разрушается защитное покрытие конструкции, чем наносится вред, сопоставимый с пользой. По причине выше сказанного представляется разумным использование в качестве протектора сплав алюминия с добавлением (порядка 10%) цинка (для устранения пассивации), ну и, в идеале, небольшим содержанием индия (для активации) и галия (стабилизация).

Что касается применения традиционного метода защиты с помощью СКЗ, то на первый взгляд он представляется достаточно простым и эффективным. Тем более получен реально осязаемый результат [2]. До сих пор с помощью СКЗ осуществлялась лишь защита обсадных колонн, и авторами была предпринята попытка защиты с ее помощью погружного оборудования.

Приведем вкратце предложенную технологию. Для питания УЭЦН в межтрубное пространство скважины спущен четырехжильный кабель, одна из жил которого свободна. Через нее было принято решение бросить дренаж на корпус УЭЦН от наземной СКЗ, при соответствующей обвязке с традиционным анодным заземлением в стороне от устья скважины. Т.е., в принципе, обычная катодная защита, только обеспечена дополнительная точка дренажа на корпус погружного оборудования. Впоследствии, когда эксперимент показал положительные результаты, устранив признаки электрохимической коррозии на узлах УЭЦН при их повторном поднятии, помимо использования четвертой жилы питающего кабеля был спущен самостоятельный дренажный кабель.

Идея неплохая, и позволила объективно продлить наработку до отказа погружного оборудования, что показывает практика. Однако этот метод может содержать не очевидный, на первый взгляд, но достаточно серьезный недостаток. По причине отсутствия данных по распределению потенциалов на дне скважины, есть вероятность, что защита погружного оборудования происходит за счет обсадной колонны скважины. Рассмотрим этот момент подробнее.

Согласно данным эксперимента [2], замеры потенциалов производились на поверхности у устья скважины. В первом случае СКЗ отключена и дренажный кабель к УЭЦН использовался в качестве сигнального. Во втором случае замер производился на дренажном кабеле при включенной системе ЭХЗ. В обоих случаях, а особенно во втором, данные замеров не являются достоверными, и судить по ним о защитном потенциале на дне скважины можно лишь косвенно, но не окончательно. Причина на то значительные потери в проводнике (порядка 2 км), а так же экранирующее влияние обсадной колонны. При включенной же ЭХЗ замер производится в точке дренажа, чего избегают даже при защите подземных трубопроводов, хотя в этом случае он был бы более объективен. По указанным причинам по полученным данным вряд ли можно достоверно судить о распределении потенциалов на сооружении, хотя выглядят они, на первый взгляд, достаточно обнадеживающе, что, повторюсь, подтверждается реальным увеличением срока эксплуатации УЭЦН. Попробуем предположить, как на самом деле распределяется защитный потенциал вдоль всего сооружения (рис. 1).

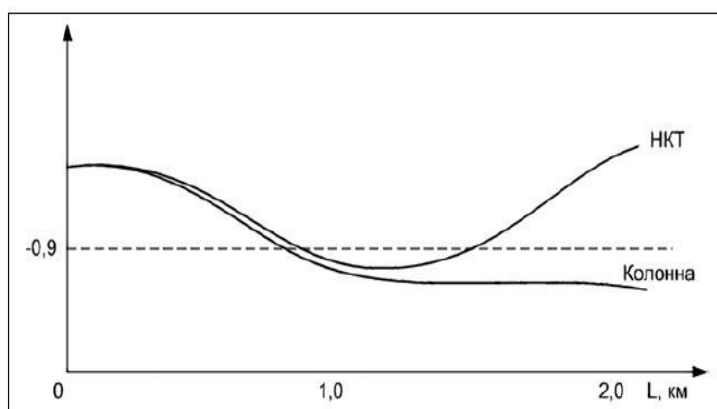


Рис.1 Предполагаемое распределение потенциала на узлах скважины

Распределение потенциала по эксплуатационной колонне зависит от глубины и качества бетонного кондуктора, который, если и есть, то расположен, как правило, в верхней части скважины. В любом случае при погружении потенциал снижается и достигает минимума ко дну сооружения. На НКТ же, по причине дополнительного дренажа через корпус УЭЦН, минимальный уровень потенциала находится в средней области сооружения. Потенциал на самой УЭЦН близок или равен потенциалу НКТ в конечной точке по причине их технологического контакта.

Данное распределение строится на предположении и требует натурального подтверждения, однако здравый смысл, знание теоретических основ в области электрохимзащиты и большой опыт проведения электрометрических исследований позволяют утверждать, что приведенное распределение максимально близко к реальности.

Из приведенных аргументов следует, что погружное оборудование при включенной системе ЭХЗ имеет более высокий потенциал относительно колонны, которая становится анодом и за ее счет осуществляется защита УЭЦН (а так же НКТ в нижней части скважины). Так как площадь поверхности колонны несоразмерно больше погружной установки, процесс отказа скважины по причине электрохимической коррозии проявится гораздо позднее, тогда как эффект от защиты погружного оборудования наблюдается раньше по причине его относительно небольшого срока эксплуатации.

Данной проблемы можно было бы избежать, если обеспечить на дне скважины надежный электрический контакт между сооружениями, который уравнивает их потенциалы. Однако технологически этого добиться не представляется возможным. Существующие случайные места соприкосновения конструкций по причине искривления скважины или отклонения погружной установки от оси имеют высокое сопротивление и не позволяют уравновесить потенциалы. Напротив, в этих местах наблюдается усиленная коррозия за счет большой плотности токов. По этой причине рекомендуется и имеет место применение центраторов.

Уравновесить потенциалы с поверхности так же не представляется возможным по причине отсутствия контроля на дне скважины, и даже если технологически обеспечить контроль (доставить ко дну электрод сравнения и контрольные проводники на смежные конструкции), уравнять их потенциал и поддерживать в период эксплуатации достаточно проблематично. А по причине малого кольцевого зазора между конструкциями достаточно незначительной разности потенциалов для протекания интенсивного электрохимического процесса.

Исходя из выше изложенного, по моему мнению, следует ограничиться активной катодной защитой (от СКЗ) лишь обсадных колонн скважинных сооружений, где она без сомнений, положительно зарекомендовала себя в достаточно продолжительном временном интервале [3]. Для защиты же погружного оборудования наиболее оправдано применение протекторной защиты. В этом случае электрохимический процесс происходит в цепи протектор-сооружение и обсадная колонна в нем не участвует.

Протекторная защита в области нефтепромыслового оборудования применяется на практике и имеет несомненный положительный результат, однако требует дополнительных исследований и экспериментов для достижения максимальной эффективности.

Что касается общих рекомендаций нужно отметить следующие превентивные меры, применение которых в комплексе необходимо в целях повышения срока безаварийной эксплуатации погружного оборудования.

Применение ингибиторов до внедрения других способов защиты (правда данная мера является малоэффективной и затратной в случае высокого дебета добывающих скважин);

Нанесение защитных покрытий. Данная мера самостоятельна и не исключается наличием никаких, даже максимально эффективных, способов защиты;

Использование центраторов скважинного оборудования, которые позволяют сохранить защитное покрытие при погружении и обеспечить равномерный кольцевой зазор в период эксплуатации;

Исключение вредного наведения токов (от станций управления ПЭД с частотно-регулируемым преобразователем). Снижение токов утечки с питающего кабеля обеспечением максимальной сплошности изоляции.

Литература

1. Вахитов Т.М., Хасанов Ф.Ф., Гарифуллин И.Ш., Акшенцев В.Г., Вахитова В.Г. Методы предупреждения коррозии скважинного оборудования в НГДУ «Уфанефть»//Нефтяное хозяйство, 2004. – №1. – С.75 – 77.
2. Даминов А.А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН//Территория Нефтегаз, 2009. – №8. – С.32 – 36.
3. Ибрагимов Н.Г., Гареев Р.М., Даутов Ф.И., Долгих С.А. «Состояние и результаты катодной защиты эксплуатационных колонн скважин в ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство, 2009. – №11. – С.134 – 137

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ АВ1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.Г. Ткачев¹

Научные руководители профессор А.Т. Росляк¹,
заведующий отделом мониторинга и разработки Департамента мониторинга разработки
месторождений Д.В. Воробьев²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Месторождение находится на третьей стадии разработки со стабилизирующимся уровнем добычи и по-прежнему обладает значительными запасами, большая часть которых сосредоточена в объекте АВ1, представленном 5 нефтеносными пластами (АВ₁¹, АВ₁^{2а}, АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴) и является самым крупным объектом месторождения (89% остаточных извлекаемых запасов всего месторождения). Текущий коэффициент извлечения нефти пласта АВ1 равен 0.229 (конечный 0,395) при средней обводненности продукции скважин 88%. Пропластки АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴ практически выработаны и имеют высокую обводненность, превышающую темпы отбора запасов.

Повышенная неоднородность, расчлененность коллектора и понижение ФЕС верхней части разреза сложнопостроенного (Рис.1) объекта АВ1 (меловые отложения) обуславливают отставание по выработке запасов нефти.

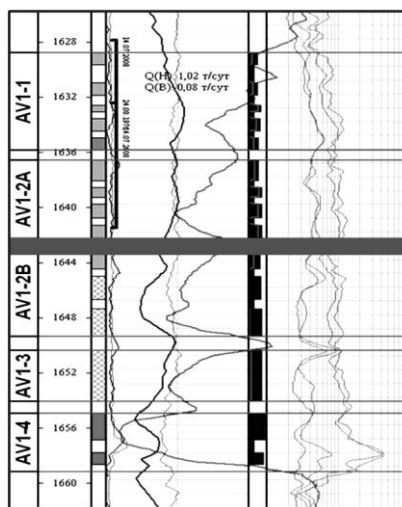


Рис. 1 Расположение пластов объекта АВ1 месторождения

Одной из распространенных технологий увеличения нефтеотдачи месторождения является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Но эффективность данного мероприятия вызывает споры. Всего объекту АВ₁ за историю разработки было проведено 256 операций ГРП (без учета повторных).

К основным целям проведения операции ГРП можно отнести не только достижение высоких запусковых дебитов, как результата проведения операции, но создание оптимальной геометрии (узкая и длинная трещина для низкопроницаемых и более широкая с меньшей полушириной трещина для высокопроницаемых коллекторов) трещины и других ее параметров, способствующих обеспечению максимальной выработки запасов всего разреза. К осложнениям и ограничениям на параметры проведения операции ГРП на объекте АВ1 оказывают риски прорыва трещины в нижние высокообводненные пропластки АВ₁^{2б}, АВ₁³ и АВ₁⁴ и, как следствие, снижение выработки запасов верхней низкопроницаемой нефтенасыщенной части разреза АВ1.

Для описания параметров и характеристик скважин, подвергнутых гидроразрыву, существуют несколько способов. Наиболее простой и известный вариант – описание динамики добычи нефти до и после операции, как временной функция [1]. Например, средние запусковые параметры по результату проведения 48 ГРП 2012 года: 93м³/сут, 19 т/сут и 74% воды. Средний приток дебита нефти составил 16т/сут. Но данная характеристика позволяет оценить только количественные изменения дебита скважин, без учета выработки запасов.

К основному и простому показателю эффективности необходимо отнести коэффициент продуктивности для псевдоустановившегося режима [2]. Достижение максимально возможного коэффициента продуктивности (в большинстве случаев) для псевдоустановившегося режима означает, что в трещине реализовано оптимальное размещение проппанта при определенной длине трещины и безразмерной ее проводимости - две основные переменные, определяющие коэффициент продуктивности скважины. Где безразмерная проводимость трещины – мера относительной скорости течения добываемой жидкости внутри трещины, в сравнении с притоком флюида из породы внутрь.

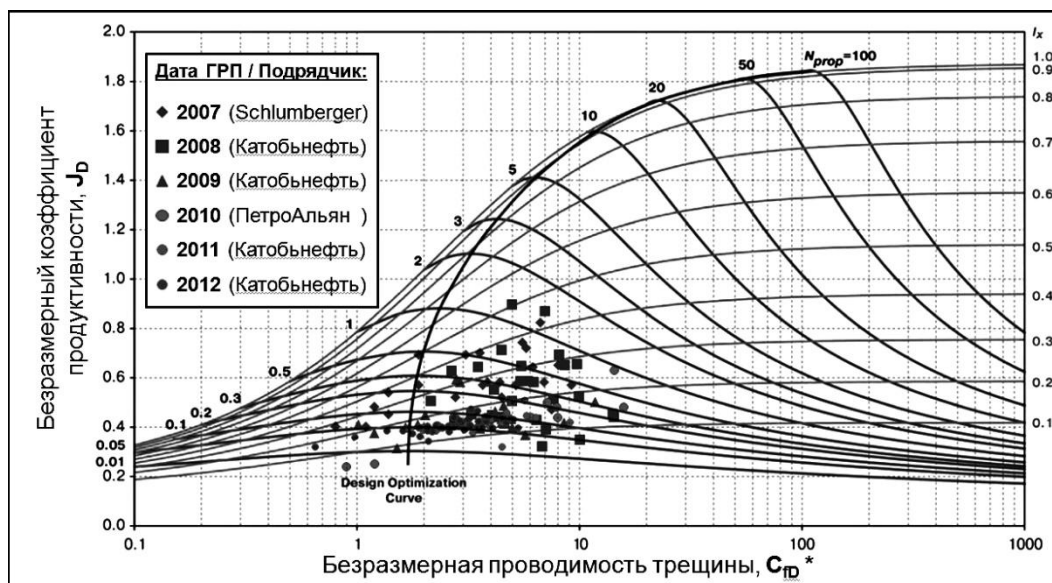


Рис. 2 Параметры операции ГРП 2007-2012гг. на объекте АВ₁

Параметры ГРП разных лет на объекте АВ₁ представлены на рис. 2. Для большеобъемных ГРП 2008 года (40 – 100тг.) соответствуют большие значения числа проппанта 0,3 – 1,5, безразмерного коэффициента продуктивности и безразмерной проводимости трещины, средние значения высоты трещины лежат в диапазоне 32 – 50м. Как правило, это скважины с трещиной, ушедшей в высокообводненные нижележащие пропластки. Для параметров малообъемных ГРП (17 – 25тг.) 2012 года характерны значения безразмерного индекса продуктивности J_D , равные 0,36 – 0,47, что сопоставимо с большеобъемными обработками, но позволяет ограничивать высоту трещины, влияющую на выработку запасов верхней части разреза (высота трещины составляет 16 – 28м).

Результаты проведения в 2012 году операций ГРП на скважинах объекта АВ₁ и расчеты на ПДГТМ по выработке запасов подтверждают целесообразность проведения малообъемных операций. Но, даже закачивая небольшой объем проппанта в пласт, не исключается возможность увеличения притока высокообводненной жидкости к скважине. Планирование операции ГРП должно носить индивидуальный характер, включающий оценку геологических рисков по прорыву трещины в высокообводненные пропластки.

Литература

1. Экономидес М., Олини Р., Валко П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. J.I. Rueda, O March, D. Wolcott – Pushing Fracturing Limits to Maximize Producibility in Turbidite Formation in Russia / SPE 91760.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ

А.В. Ушаков

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На более чем 60 процентах нефтедобывающих скважин для производства изначально определенных извлекаемых запасов необходимо применение той или иной технологии механизированной добычи. Из приблизительно 832000 скважин с механизированной добычей в мире, примерно 14 процентов эксплуатировались или эксплуатируются с использованием ЭЦН [1].

Для рассмотрения характера осложнений и предотвращения последствий воздействия отрицательных факторов на эффективность эксплуатации ЭЦН проведён анализ работы фонда скважин на основании данных компании ТНК-ВР.

На примере динамично развивающейся нефтегазовой компании ТНК-ВР рассмотрим показатели характеризующие значимость применения электроцентробежных насосов.

Значение данного сектора для компании показывают следующие цифры:

- механизированный способ с использованием электроцентробежных насосов обеспечивает 92% всей добычи нефти компании;
- количество нефтяных скважин эксплуатируемых с использованием электроцентробежных насосов составляет 14,8 тысяч единиц;
- ежегодно производится более 7000 смен подземного оборудования, закупается более 5500 установок электроцентробежных насосов, более 10000 км погружного кабеля и около 2200 станций управления.

По результатам анализа за шесть лет компания приблизилась к показателю средней наработки на отказ УЭЦН равному 600 суток (рисунок 1). Новая цель – к 2015 году увеличить наработку погружного оборудования на отказ до 700 суток и решение этой задачи является неотъемлемой частью стратегии по повышению эффективности механизированной добычи нефти. Главной целью стратегии является снижение удельных затрат на добычу 1 т нефти на 10% в течении 5 лет [2].

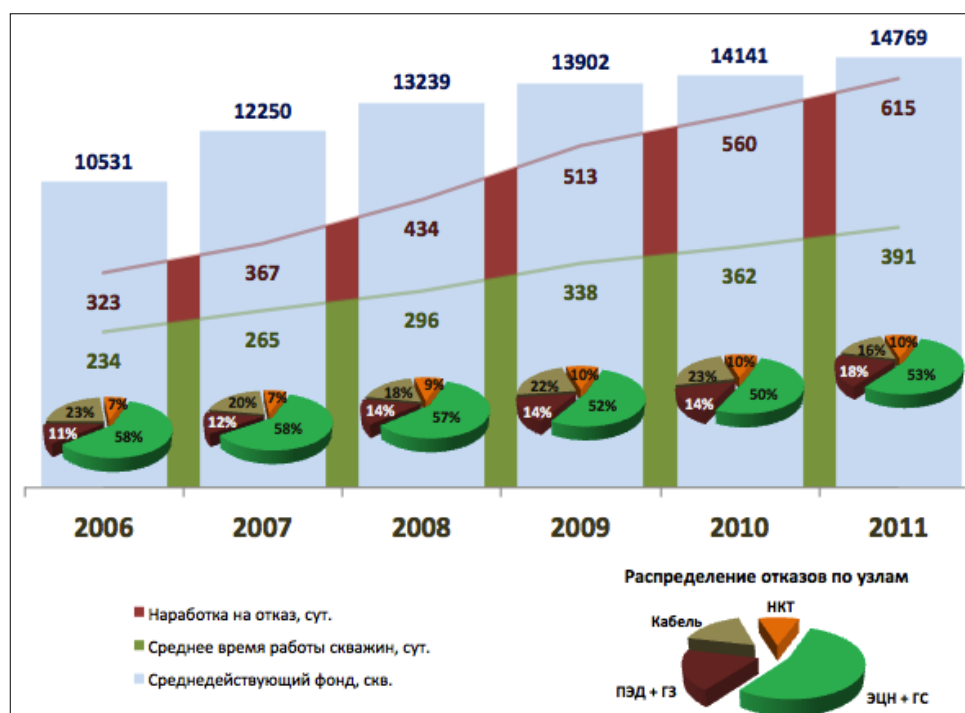


Рис. 1 Показатели эксплуатации ЭЦН в ТНК-ВР

Одна из главных задач, решаемых в ходе реализации новой стратегии, – определение и достижение экономически обоснованных уровней наработки. Для достижения поставленной цели необходимо внедрение новых инновационных технологий. Достижение максимального эффекта возможно только в том случае, если используется комплексный подход. Нецелесообразно приобретать дорогое оборудование с повышенным ресурсом, не решив проблему ранних отказов. И, наоборот, нет смысла тратить средства на защиту, если в скважине эксплуатируется оборудование с низким ресурсом. По результатам анализа отказов электроцентробежных насосов с учётом данных разборов погружного оборудования и лабораторных данных по состоянию отказавших узлов систематизирован ряд отрицательных процессов протекающих в рабочих органах электроцентробежных насосов, а именно: кавитация, механические примеси, солеотложения, парафины, коррозия.

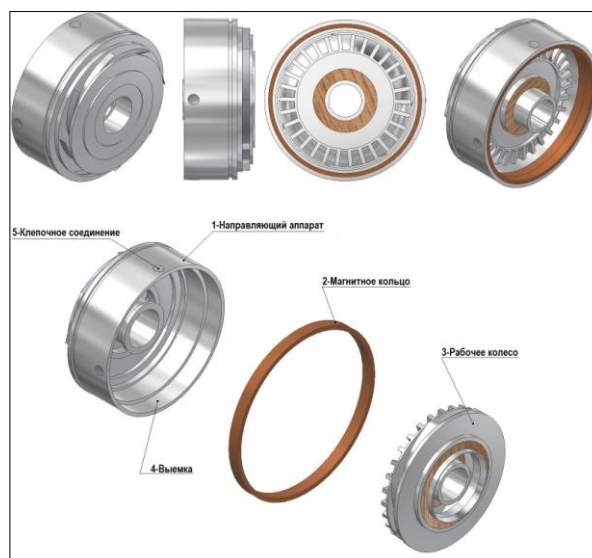


Рис. 2 Модернизированный рабочий орган ЭЦН с внедрением в конструкцию кольцевого магнитного элемента

Для минимизации проблемы рассмотрена магнитная обработка перекачиваемой среды. В нефтегазопромысловой практике встречается опыт применения магнитной обработки нефти посредством магнитоактиваторов. Данные приборы основаны на высокоэнергетическом магнитном соединении редкоземельных металлов НЕОДИМ+ЖЕЛЕЗО+БОР.

Принцип действия заключается в взаимодействии магнитного момента молекул и ионов (магнитного спина) жидкости с внешним магнитным полем, в результате происходит ряд структурных изменений перекачиваемых жидкостей и их физико-химических свойств.

Магнитоактиватор имеет цилиндрическую форму и устанавливается на приём насоса или спускается в НКТ на специальных салазках. При рассмотрении конструктивных особенностей использования обозначены отрицательные стороны существующей технологии:

- однократное и непродолжительное воздействие на перекачиваемый флюид;
- неполное использование потенциальной энергии магнитного поля;
- осложнения при эксплуатации вызванные конструктивными особенностями.

Тем самым сформирована идея научной работы:

- замена обтекаемого магнитного элемента на проточный;
- изменение расположения магнитного элемента относительно среды подвергаемой воздействию.

На основании сформулированной научной идеи было принято решение замены источника магнитного поля на кольцевой проточный элемент, проведен ряд лабораторных опытов по изучению влияния магнитного поля создаваемого кольцевым магнитным элементом на отрицательные факторы протекающие в рабочих органах ЭЦН, результаты подтвердили эффективность кольцевого (проточного) магнитного элемента по сравнению с цилиндрическим (обтекаемым) [3].

В специализированном программном пакете Ferroron реализована модель магнитного поля в точке создаваемого кольцевым магнитным элементом. Полученные данные демонстрируют более высокое энергетическое произведение и коэрцитивную силу по намагниченности, тем самым подтверждают большую эффективность проточной конструкции по отношению к обтекаемому магнитному элементу.

В специализированном графическом пакете Autodesk Professional Inventor Suit смоделирован рабочий орган ЭЦН с внедрением в тело конструкции кольцевого магнитного элемента (рисунок 2).

Данное техническое решение позволяет более эффективно использовать энергию магнитного поля при воздействии на флюид, а именно:

- увеличивает время воздействия на перекачиваемый флюид;
- повышается количество воздействий магнитного поля на перекачиваемый флюид (в среднем в ЭЦН 320 ступеней = 320 магнитных колец);
- предотвращение прихватов и «полетов» подземного оборудования в скважине (отсутствие устройства на конструкции ЭЦН).

Так же стоит отметить что воздействие магнитного поля на перекачиваемый флюид приводит к изменению структуры осадка, делая ее рыхлой и подверженной удалению. В связи с этим предлагается использование станции управления с частотным преобразователем скорости двигателя, для применения функции «встряхивание» с целью удаления рыхлых отложений из внутренней полости ЭЦН образующихся в результате применения магнитной обработки [4].

Таким образом при выполнении данной работы достигнуты следующие поставленные цели:

- минимизация отрицательных процессов протекающих в рабочих органах ЭЦН;
- удаление продуктов отрицательных процессов протекающих в рабочих органах ЭЦН.

Вместе с тем, стремясь улучшить производственные показатели мы не должны забывать о том, что любое предложенное решение должно быть оправдано, прежде всего с экономической точки зрения.

В результате внедрения разработки (на примере одного дочернего общества компании, в течении десятилетнего периода) при минимальном положительном эффекте экономическая составляющая будет выглядеть следующим образом:

- сокращение затрат на смену подземного оборудования на 35 млн \$;
- сокращение затрат на подземный ремонт 33 млн \$;
- общее сокращение эксплуатационных затрат составляет 70 млн \$;
- увеличение дополнительной добычи на 43 тыс тонн за счёт сокращения простоев скважин под ремонт;
- обеспечение оптимального режима работы ЭЦН позволит повысить энергоэффективность на 2,5 % (экономика в рамках компании \$333,7 млн.).

Данный проект на региональной научно-практической конференции ТНК-ВР Западная Сибирь удостоен номинации: «Лучший инновационный проект». Проект рекомендован к внедрению на производстве.

Литература

1. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. 2002, – № 4. – С. 200
2. Ежегодный отчёт по эксплуатации механизированного фонда скважин ТНК-ВР, 2011.
3. Ушаков А.В. Изменение конструктивного способа применения источника воздействия магнитным полем в нефтегазодобыче // Труды XVI Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» – Томск: Издательство ТПУ, 2012. – С. 510 – 511
4. Генералов И.В., Нюняйкин В.Н., Жагрин А.В., Михель В.Д. и др. Диагностирование условий эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтяное хозяйство, 2002. – № 2. – С. 62 – 64.

СОКРАЩЕНИЕ РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ ГАЗОВЫМИ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫМИ СКВАЖИНАМИ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А.В. Ушаков

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При строительстве и эксплуатации нефте- и газодобывающих скважин в районах Крайнего Севера, особенно – при кустовом способе добычи, имеют место осложнения, вызываемые процессами протаивания и обратного промерзания пород, изначально находящихся в мерзлом состоянии. Прогнозу таких осложнений и борьбе с ними посвящено значительное число, как научно-исследовательских работ, так и регламентирующих документов. В то же время, мероприятия по предотвращению нештатных ситуаций, связанных с влиянием скважин на породы криолитозоны, в каждом конкретном случае обуславливаются, в первую очередь, местными геокриологическими условиями, различающимися в зависимости от географических, климатических и геологических характеристик месторождений [1]. В практике размещение газовых и газоконденсатных скважин при кустовом способе добычи в условиях Крайнего Севера производится на расстоянии 70 м друг от друга. История принятия данного значения расстояния сводится к тому, что расстояние в 70 метров приняты исходя из высоты буровой вышки, а именно безопасное расстояние от падения буровой вышки. При размещении скважин на данном расстоянии осложнений при эксплуатации не возникало, а исследования и расчёты по влиянию радиуса растепления не проводилось.

Как известно, специфической проблемой строительства и эксплуатации добывающих скважин в криолитозоне является необходимость учета последствий их теплового воздействия на вмещающие многолетнемерзлые породы (ММП).

Вокруг скважины, представляющей собой линейный тепловой источник, в мерзлых породах формируется ореол оттаивания цилиндрической формы радиусом от 3 – 4 до 10 – 12 м (в зависимости от температуры добываемого флюида и дебита, конструкции скважины (теплоизолированные НКТ, кондуктор, направление, теплоизолирующие цементы), состава, свойств и температуры вмещающих пород [3]).

В приустьевой зоне, под совместным воздействием скважины и поверхностных условий, ореол оттаивания имеет форму воронки, радиус которой может достигать 10+12 м. Оттаивание ММП в ряде случаев сопровождается развитием неблагоприятных процессов: осадкой оттаивающих льдистых пород со смещением вдоль ствола скважины и образованием термокарстовых просадочных воронок в приустьевой зоне, повышением проницаемости прискважинной зоны пород [3].

В связи с этим возможно возникновение двух основных проблем:

1. Деформации колонн скважин, под воздействием оттаивающих ММП и собственного веса в условиях слабого заземления вмещающими породами.
2. Газопроявления в приустьевой зоне из продуктивного горизонта и разреза ММП.

Некоторыми исследователями прогнозируется возможность смятия колонн при остановке скважин и промерзании образовавшихся ореолов оттаивания. Изучение геотехнических проблем освоения газовых месторождений свидетельствует о том, что возникновение аварийных ситуаций по причине потери надежности "опорной" компоненты геотехнической системы уступает по значимости лишь отказам технологического характера. Потеря надежности происходит в результате реакции геологической среды на тепловое воздействие газопромисловых сооружений, когда возникает не предусмотренное проектом взаимодействие между фундаментом и изменяющейся частью геологической среды, которое приводит к формированию специфических не стабильных геотехнических систем деформирующихся сооружений с изменчивым температурным режимом грунтов основания. При этом деформации развиваются во времени, что обусловлено нарастающей динамикой криогенных процессов техногенного характера [2].

В рамках полномасштабной разработки Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков, оператором которых является ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» (группа компаний ТНК-ВР), при участии ЗАО «НОРДЭКО ЕВРАЗИЯ» проведено изучение строения верхней части криолитозоны и математическое прогнозирование изменения состояния многолетнемерзлых грунтов (ММП) в ходе бурения и эксплуатации скважин для указанных месторождений. Предпосылками к проведению данной работы послужили намерения рассмотреть возможность сокращения расстояния между скважинами с целью уменьшения капиталовложений при обустройстве кустовых площадок.

При проведении математического прогнозирования изменения состояния многолетнемерзлых грунтов (ММП) при эксплуатации скважины и определения радиуса растепления грунтов были приняты следующие условия конструкции скважины:

- применение цемента с полыми стеклянными микросферами для цементирования кондуктора и направления;
- добывающая скважина оборудована термокейсом;
- используется теплоизолированная лифтовая труба [2].

Данные особенности конструкции скважины являются стандартными для условия многолетнемерзлых пород в районе Крайнего Севера.

На рис. представлены результаты математического прогнозирования изменения состояния многолетнемерзлых грунтов при эксплуатации скважины в течении 25 лет. Из представленных данных видно что в течении 25 лет растепления грунтов способных вызвать осложнение не наблюдается, радиус влияния температурного режима скважины составляет 35 метров и является незначительным по величине ($0,5 \pm 0^\circ\text{C}$).

В работе предпринята попытка, разработать методику постановки и проведения вычислительного эксперимента по моделированию динамики тепловых процессов в грунтах оснований сооружений в виде технологии прогноза изменений состояния криотехнической (опорной) геосистемы.

По результатам данной работы принята схема размещения газовых и газоконденсатных скважин на кустовой площадке с расстоянием между ними равным 35 метрам. На данное техническое решение получено разрешение Федеральной службы по экологическому технологическому и атомному надзору. Данное техническое решение реализуется при выполнении полномасштабной разработки Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков под управлением ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ». С учётом данного технического решения будут пробурены и введены в эксплуатацию 422 скважины на 44 кустовых площадках.

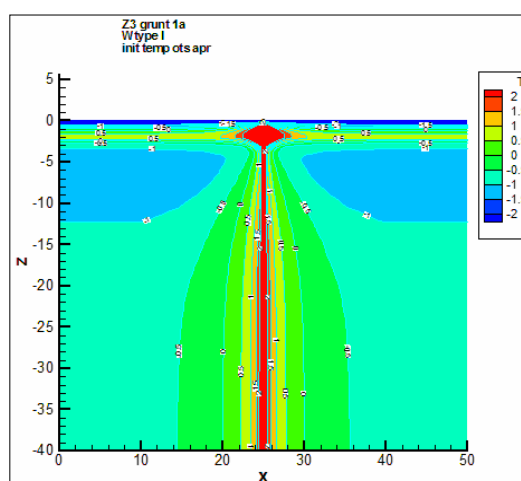


Рис. Радиус растепления газовой скважины эксплуатируемой 25 лет

Литература

1. Андреев О.Ф., Малеванский В.Д. Методы создания надежных скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород // Бурение и эксплуатация скважин в зоне мерзлоты. – Москва: ВНИИГАЗ, 1981 – С.3 – 23.
2. Баулин В.В. Чернядьев В.П. Районирование и прогноз мерзлотных условий при строительстве // Труды V Всесоюзного совещания-семинара по обмену опытом строительства в суровых климатических условиях. – Красноярск, 1968. – Вып.4.1. – С.59 – 74.
3. Бондарев Э.А., Красовицкий Б.А. Температурный режим нефтяных и газовых скважин. – Новосибирск: Наука, 1974. – С. 88.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА СКИН – ЭФФЕКТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН Фам Минь Кьонг

Научный руководитель профессор А.Т.Росляк.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скин-эффект – это количественное отражение соотношения продуктивностей скважин загрязненной буровым раствором и очищенной от загрязнением.

Один из методов количественной оценки загрязнения ПЗП - это учет падения давления непосредственно у стенок скважины в дополнение к перепаду, вызванному радиальным притоком к скважине. Предполагается, что дополнительный перепад давлений («скин-эффект») происходит в зоне пренебрежимо малой толщины вокруг скважины, где проницаемость ухудшилась (Рис. 1).

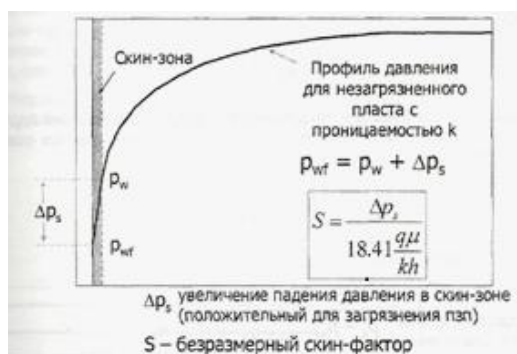


Рис.1 Концепция скин – эффекта по Van Everdingen и Hurst

В соответствии с этим предположением забойное давление в скважине со скин-эффектом определяется как $p_{wf} = p_w + \Delta p_s$, где падение давления в скин-зоне Δp_s является функцией дебита в пластовых условиях, вязкости флюида μ и физических характеристик скин-зоны (r_s , k_s), p_w - забойное давление для однородной ($k = \text{const}$) радиальной модели пласта.[1]

Безразмерный перепад давлений, характеризующий скин-эффект, называется скин-фактором (Van Everdingen и Hurst) и определяется выражением:

$$S = \frac{\Delta p_s}{18,41 \frac{q\mu}{kh}} \quad (1)$$

Отрицательные значения скин-фактора соответствуют случаям, когда проницаемость ПЗП по каким-либо причинам (интенсификация скважины) стала выше общей проницаемости пласта, и количественно характеризуют интенсификацию притока к скважине. Если использовать раствор на нефтяной основе и перфорацию выполнять на депрессии, то можно получить отрицательный скин -1.

При определенных обстоятельствах можно оценить скин-фактор. Рассмотрим типичную ситуацию, где скин-зона радиусом r_s и с проницаемостью k_s окружает скважину; коллектор имеет следующие характеристики: проницаемость k и эффективная толщина h . Основное допущение при оценке скин-фактора – протяженность скин-зоны относительно мала по сравнению с границами пласта $r_s \ll r_e$. Т.е. считаем, что приток через скин-зону установившийся, тогда скин-фактор можно

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2)$$



Рис.2 Аналитическое определение скин - фактора

По определению, скин-эффект – это дополнительный перепад давлений Δp_s , следовательно, полная депрессия в радиальном пласте при установившемся однофазном притоке определяется по формуле:

$$p_e - p_{wf} = 18,41 \frac{q\mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (3)$$

Определить величину скин-эффекта по формуле (2) невозможно, если ориентироваться только на показатели обработки скважины, поскольку неизвестны величины проницаемости призабойной зоны и размер ПЗП.

Величину скин – эффекта обычно определяют по данным КВД (кривой восстановления давления). Как видно из рис.3., конечная часть КВД представляет собой прямую линию с наклоном $i_{y\partial}$. Начальная часть КВД имеет тоже прямолинейный вид, но эта начальная часть КВД имеет большой наклон - i_{nzn} , чем начальный прямолинейный участок. Очевидно, величина наклона начального прямолинейного участка характеризует проницаемость ПЗП, а конечного прямолинейного участка - проницаемость удаленной части пласта [2].

Но чаще всего, на практике, S рассчитывается по результатам данных КВД по форме

$$S = 1,151 \cdot \left(\frac{P_{n\partial} - P_z}{i_{y\partial}} - \ln T - 2,32 \right) \quad (4)$$

где P_z - давление в конце периода отработки, $P_{n\partial}$ - пластовое давление, $i_{y\partial}$ - тангенс угла наклона α конечного прямолинейного участка, скин – эффект S , t_k - время влияния скважин, соответствующее достижения волной депрессии контура питания.

Таким образом наклон конечного участка КВД $i_{y\partial}$ - характеризует проницаемость удаленной зоны пласта - Куд. На рис. 3 на КВД можно зафиксировать точку пересечения начальной и конечной прямолинейных участков КВД на которое фиксирует окончание роста давления в ПЗП - t_{nzn}

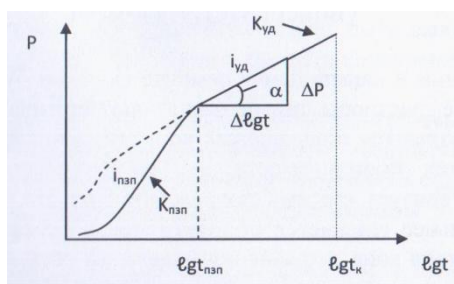


Рис.3 Кривая восстановления давления

Проницаемость ПЗП можно вычислить исходя из последующей формулы по наклону начальной прямой линии, характеризующей работу ПЗП - i_{nzn}

$$i_{nzn} = q \cdot \frac{\mu}{4\pi k_{nzn} h} \quad (5)$$

А именно

$$k_{nzn} = q \frac{\mu}{4\pi \cdot i_{nzn} \cdot h} \quad (6)$$

где q – дебит скважин, h – мощность пласта, μ – динамическая вязкость. А радиус загрязнения ПЗП можно вычислить по формуле:

$$r_{nzn} = \sqrt{4\chi t_{nzn}} \quad (7)$$

где χ – пьезопроводность, r_{nzn} – радиус загрязнения ПЗП

Таким образом, зная величины r_{nzn} и k_{nzn} , можно рассчитать скин – эффект по формуле Хоукинса (3).

Кстати, проницаемость удаленной зоны также определяется исходя из подобной (5) формуле:

$$i_{y0} = q \cdot \frac{\mu}{4\pi k_{y0} h} \quad (8)$$

$$k_{y0} = q \frac{\mu}{4\pi \cdot i_{y0} \cdot h} \quad (9)$$

Формулы (2) и (4) получены в предположении, что скин-эффект постоянный по величине, при этом возникает дополнительное падение давления в скважине (ΔP_{skin}) пропорциональное забойному дебиту.

Заметим, вообще говоря, что на практике часто наблюдается по данным замера КВД, что скин-эффект может изменяться во времени. Следует отметить, что скин-эффект – загрязнение пласта может быть не равным по глубине, то есть k_{nzn} – может быть переменным. Поэтому расчеты по формулам (1) и (2) дают информацию при среднем значении скин-эффекта.

Таким образом, влияние скин-эффекта на КВД, как видим, отражается в виде получения начального прямолинейного участка с наклоном большим, чем наклон конечного участка КВД, отражающего фильтрацию жидкости в удаленной зоне.

Интересно, что на практике фиксирование прямолинейного участка начальной части КВД, за редким исключением, не наблюдается. Начальная часть КВД практически всегда искажается влиянием емкости ствола скважины. Степень влияния на КВД емкости ствола скважины обычно намного меньше, чем скин-эффекта однако, форма начала КВД всегда искажается и принимает S-образный вид (рис. 4). Поэтому общее искривление КВД определяется двумя факторами. Емкость ствола скважины определяет продолжающиеся поступления жидкости из пласта в скважину после ее остановки. Длительность влияния этого фактора сильно зависит как от объема ствола скважины, так и от плотности поступающей жидкости.

На полулогарифмическом графике (рис.4а) на S-образной кривой всегда может быть выделена точка (А) с максимальным ее наклоном.

В современных методах исследование скважин применяются методы диагностики кривых восстановления давления, когда кривые давления строят в координатах $\lg(P')$ – $\lg(t)$, по которым более четко выделяется характеристика загрязнения ПЗП и влияния емкости ствола скважин (P' – производная давления) – рис. 4б.

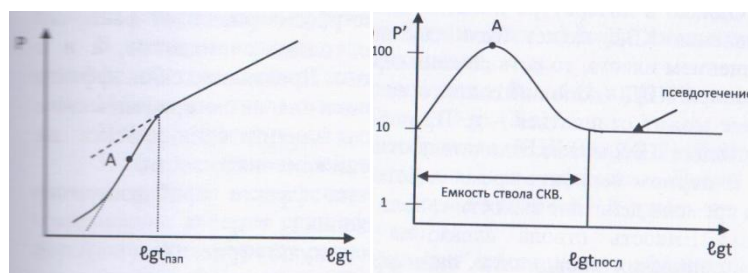


Рис.4 КВД в координатах $P - \lg(t)$ и КВД в координатах $\lg(P') - \lg(t)$

Максимум (т.А) на диагностическом графике КВД определяется величиной скин – эффеута.Размер искривленной части кривой определяется емкость ствола.время окончания влияния емкости на КВД - $t_{носл}$ фиксирует горизонтальный участок КВД ($t_{носл}$ – время после притока).

На рис.3 приведены графики давления в логарифмических координатах, опубликованных в работах [3]

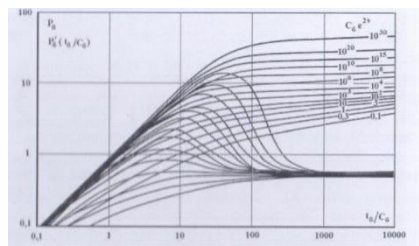


Рис.5 Теоретические кривые давления

Координаты безразмерные : P_0 - безразмерное давление, t_0 - безразмерное время, C_0 - безразмерная емкость.

Каждая кривая соответствует определенному значению параметра $C_0 \exp(2S)$. Параметр $C_0 \exp(2S)$ характеризует состояние призабойной зоны пласта: Чем хуже состояние ПЗП, чем больше значение параметра $C_0 \exp(2S)$, тем выше расположена типовая кривая на графике. Поскольку в период доминирования влияния

ствола скважины $P_0 = \frac{t_0}{C_0}$, все эталонные кривые будут в этот период представлять собой линии единичного наклона, равного 45° [3].

Коэффициент продуктивности (в дальнейшем продуктивность η) может быть определен по результатам Мы вводим определения трех потенциальных продуктивностей. По ним мы определяем значения четырех скин-факторов (S_1-1, S_1-2, S_2 и ΔS_3). Скин-факторы S_1-1, S_1-2 и S_2 могут быть использованы при моделировании разработки. Изменение скин-фактора ΔS_3 рекомендуется использовать для прогноза сроков ремонта скважины.

Продуктивности (η) могут быть определены по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС), и в том числе по кривым восстановления давления (КВД), индикаторным линиям ИЛ или (что одно и то же) индикаторным кривым (ИК), кривым восстановления уровня (КВУ). Исходными для обработки (за исключением ИК) являются данные об изменении давления во времени. Отметим (рис. 6), что продуктивность терригенных (вероятно, и карбонатных также) пород для одного и того же объекта одной и той же скважины существенно зависит от депрессии (ΔP). Продуктивность определяется выражением $\eta = \frac{Q}{\Delta P}$, где Q – дебит

жидкости, м³/сут; ΔP – депрессия, МПа. Причем $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$.

Продуктивность открытой (без обсадки) скважины с неизменной прискважинной зоной пласта (ПЗП) можно рассчитать по значению гидропроводности (\mathcal{E}), определенной по данным КВД в этой необсаженной скважине. Таковую продуктивность, которую обычно называют потенциальной, чтобы отличить ее от аналогичной продуктивности $\eta_{ном2}$ в обсаженной скважине, будем называть потенциальной продуктивностью открытого ствола ($\eta_{ном1}$).

Отметим, что $\eta_{ном1}$ (а также $\eta_{ном2}$) определяется по тому участку КВД, для которого депрессия мала (хотя и превышает депрессию, меньше которой флюид не движется). Итак, значение $\eta_{ном1}$ можно рассчитать, если известно значение \mathcal{E} , по формуле Дюпюи для установившегося радиального притока несжимаемой жидкости к вертикальной скважине

$$\eta_{ном1} = \frac{2\pi\mathcal{E}}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}. \quad (10)$$

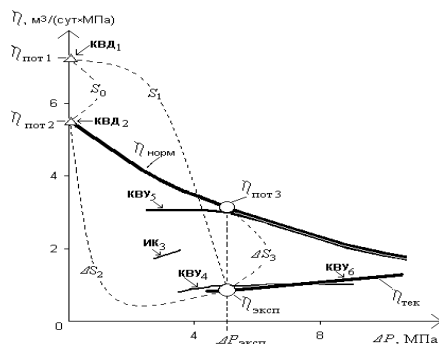


Рис.6 Скин-факторы (S) определяются продуктивностями

Здесь $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$ – гидропроводность пласта; R_k – радиус контура питания скважины, то есть расстояние от оси скважины до точки с постоянным давлением, равным пластовому $R_{пл}$; r_c – радиус скважины по долоту (давление в этой точке равно забойному $R_{заб}$); η_{nom} – потенциальный коэффициент продуктивности с учетом пластовых условий.

Реальная добывающая (то есть обсаженная и перфорированная) скважина является несовершенной по характеру и степени вскрытия пласта, а ПЗП может иметь фильтрационные характеристики, отличные от характеристик дальней зоны пласта. В результате поток флюида испытывает в ПЗП дополнительные фильтрационные сопротивления. Для добывающей скважины (по аналогии с необсаженной) можно по значению гидропроводности ε в этой обсаженной скважине рассчитать ее фактическую продуктивность (η^*)

$$\eta^* = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c^*}\right)} \quad (11)$$

Натуральный логарифм отношения радиуса скважины по долоту (r_c) к приведенному радиусу (r_c^*) называется скин-фактором

$$S^* = \ln\left(\frac{r_c}{r_c^*}\right) \quad (12)$$

Подставляя выражение (12) в выражение (11) получаем уравнение, которое связывает любую продуктивность (η^*) с соответствующим скин-фактором (S^*), то есть

$$\eta^* = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S^*} \quad (13)$$

Литература

1. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин // Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – М.: Наука, 1998 – 304 с.
3. Карнаузов М.Л, Пьянкова Е.М.Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин. – М.:Инфра-Инженерия, 2010. – 432с.
4. Боганик В. Н., Медведев А. И., Пестрикова Н. А. Система «ГДИ-эффект» для массовой обработки данных ГДИС (Варианты поставки: «С» и «С+К») // ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», ООО «ГИС-ГДИ-эффект».

ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Фам Минь Кьонг

Научный руководитель профессор А.Т.Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

При разработке низко- и среднепроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). В результате ГРП, при правильном выборе скважин и технологии, можно существенно увеличить дебиты обработанных скважин. Работа скважины после ГРП может быть описана множеством способов. Один из обычно применяемых способов – прогноз добычи нефти, газа и даже воды в функции времени, прошедшего после гидроразрыва. Однако на добычу после обработки влияет множество решений, не критичных для собственно дизайна ГРП [1].

Таким образом, на этапе предварительного задания размеров и оптимизации обязательно должен использоваться некоторый простой показатель эффективности, который описывал бы ожидаемое и фактическое улучшение работы скважины в результате обработки.

В дизайне гидравлического разрыва рассматривается очень простой и очевидный показатель эффективности: коэффициент псевдостационарной продуктивности

$$J = \frac{2\pi kh}{B\mu} J_D, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; B – объемный коэффициент нефти; μ – вязкость нефти; J_D – безразмерный коэффициент продуктивности.

Для скважины, расположенной в центре области дренирования в форме круга, безразмерный индекс продуктивности для псевдостационарного режима притока сводится к выражению

$$J_D = \frac{1}{\ln \left[\frac{0.472 r_e}{r_w} \right] + s_f} \quad (2)$$

где r_e – радиус дренирования скважины; r_w – радиус скважины; s_f – скин-фактор.

Увеличение этой переменной описывает фактическое влияние расклиненной трещины на работу скважины.

Длина трещины и безразмерная проводимость трещины – это две основные переменные, контролирующие коэффициент продуктивности трещины, подвергнутой гидроразрыву. Безразмерная проводимость трещины есть мера относительной легкости, с которой добываемые флюиды текут внутри трещины, в сравнении со способностью пласта отдавать флюиды внутрь этой трещины. Она рассчитывается как произведение проницаемости трещины и ширины трещины, поделенное на произведение проницаемости пласта и длины (полудлины) трещины:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (3)$$

Большие величины безразмерной проводимости трещины означали бы ее длину относительно меньше оптимальной, и, следовательно, на пути притока флюида из пласта в трещину имелось бы ненужное препятствие. Значения безразмерной проводимости трещины меньше этой величины означали бы ширину трещины меньше оптимальной, благодаря чему трещина стала бы узким местом на пути к оптимальной добыче.

Поскольку свойства пласта и проппанта, а также объем проппанта – величины фиксированные, то приходится выбирать оптимальный компромисс между шириной и длиной. Имеющийся расклиненный объем накладывает ограничение на эти две безразмерные величины. Чтобы легко оперировать с этим ограничением, вводится N_{prop} – безразмерное число проппанта [2]:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (4)$$

$$I_x = \frac{2L_f}{I_k} \quad (5)$$

$$N_{prop} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (6)$$

где k_f – эффективная проницаемость упаковки проппанта, мД; k – проницаемость пласта, мД; I_x – степень проникновения; V_{prop} – расклиненный объем в продуктивном пласте (два крыла, включая пустое объем пустот между зернами проппанта), м³; и V_{res} – дренируемый объем (т.е., площадь дренирования, помноженная на толщину продуктивного пласта), м³.

Оптимальная проводимость трещины

Можно сформулировать оптимизационную задачу: как должны быть выбраны длина и ширина, если расклиненный объем одного крыла трещины, $V_f = w \times h \times x_f$, задан в качестве ограничения типа равенства, и надо максимизировать коэффициент продуктивности в псевдостационарном режиме притока. Принимается, что толщина пласта, радиус дренирования, а также проницаемости пласта и пропантной набивки известны, а трещина полностью вскрывает пласт по вертикали (т.е., $h_f = h$).

Максимальный безразмерный индекс продуктивности

$$J_{Dmax} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{0.99 - 0.5 \ln N_{prop}}, N_{prop} < 0.1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp \left[\frac{0.423 - 0.311 N_{prop} - 0.089 (N_{prop})^2}{1 + 0.067 N_{prop} + 0.015 (N_{prop})^2} \right], N_{prop} > 0.1 \end{array} \right\} \quad (7)$$

Оптимальная безразмерная проводимость трещины [2]

$$J_{Dopt} = \left\{ \begin{array}{l} 1.6, N_{prop} < 0.1 \\ 1.6 + \exp \left[\frac{-0.583 - 1.48 \ln N_{prop}}{1 + 0.142 \ln N_{prop}} \right], 0.1 < N_{prop} < 10 \\ N_{prop}, N_{prop} > 10 \end{array} \right\} \quad (8)$$

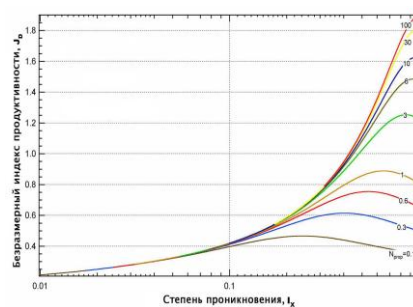
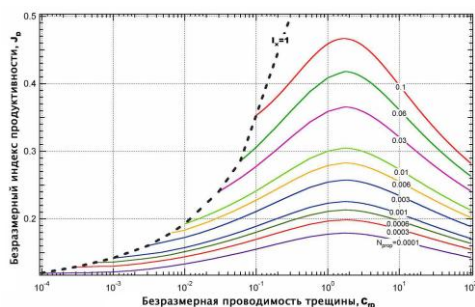


Рис. 1 Безразмерный индекс продуктивности как функция безразмерной проводимости трещины (меньшие N_{prop}) как функция степени проникновения

Если C_{fD} выбрана в качестве искомой переменной, длина и ширина выражаются как

$$x_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} h k} \right)^{1/2} \tag{9}$$

$$w = \left(\frac{V_f C_{fD} \cdot k}{h k} \right)^{1/2}$$

Подставляя уравнение 10 в уравнение 1 для безразмерного коэффициента продуктивности

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 \frac{r_e}{x_f} + f}, \tag{10}$$

где f – функция псевдоскина относительно полудлины трещины.

Получаем безразмерный индекс продуктивности [3]

$$J_D = \frac{1}{\ln 0.472 r_e + 0.5 \ln \frac{h k}{V_f k_f} + (0.5 \ln C_{fD} + f)}, \tag{11}$$

где единственной неизвестной переменной является C_{fD} . Поскольку радиус дренирования, толщина пласта, две проницаемости и расклиненный объем фиксированы, максимум коэффициента продуктивности имеет место, когда величина, заключенная в скобки достигает минимума. Эта величина показана на рисунке 2.

$$y = 0.5 \ln C_{fD} + f \tag{12}$$

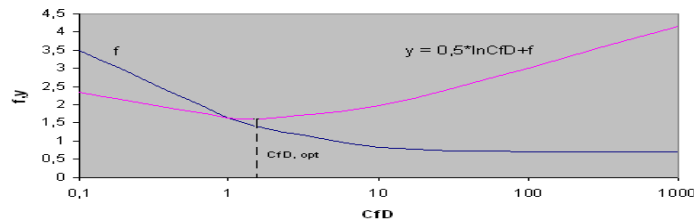


Рис.2 f-фактор и y-функция по Синко-Леоу

Так как приведенное выше выражение зависит только от C_{fD} , то оптимум, $C_{fD,opt} = 1.6$, является заданной константой для любого коллектора, скважины и объема проппанта.

Найдем скин-фактор скважины после ГРП, используя определение безразмерного коэффициента продуктивности: из этого уравнение получаем, что скин-фактор скважины с неповрежденной трещиной равен:

$$s_f = \frac{1}{J_D} - \ln(0.472 \cdot \frac{r_e}{r_w}) \tag{13}$$

В работе [2], приводится следующее выражение для эффективного скин-эффекта вследствие радиального повреждения скважины и повреждения поверхности трещины:

$$s_d = \frac{\pi}{2} \cdot \left[\frac{b_2 k_r}{b_1 k_3 + (x_f - b_1) k_2} + \frac{(b_1 - b_2) k_r}{b_1 k_1 + (x_f - b_1) k_r} - \frac{b_1}{x_f} \right] \tag{14}$$

Рисунок 3а иллюстрирует два типа повреждения, учитываемого в s_d (т.е., повреждение поверхности трещины и радиальное повреждение скважины). Члены определены графически на рисунке 3б, они представляют собой размеры и проницаемости различных зон, входящих в модель трещины с конечной проводимостью.

Эквивалентный скин за счет повреждения может быть непосредственно прибавлен к скин-эффекту неповрежденной трещины по Синко и Саманиго (Cinco and Samaniego), и полученный суммарный скин будет,

$$s_t = s_d + s_f. \tag{15}$$

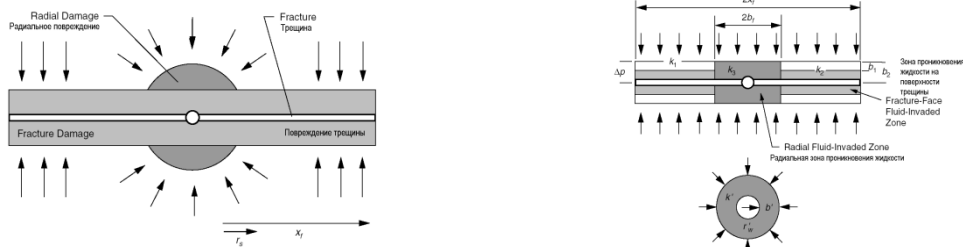


Рис. 3 Повреждение поверхности трещины (а) и зоны проникновения жидкости (б)

На рис. 4 представлены графики изменения скин-фактора после ГРП при различной проницаемости и длине трещины. Значения рассчитаны на основе выведенной зависимости [3]:

$$S_{ГРП} = \frac{\ln \frac{r_k + s_{до}}{r_c}}{\eta} - \ln \frac{r_k}{r_c} \quad (16)$$

где $\mu = \frac{\eta_{ГРП}}{\eta_{ДО}}$ - увеличение продуктивности скважины после ГРП, $S_{до}$ - скин-фактор до ГРП.

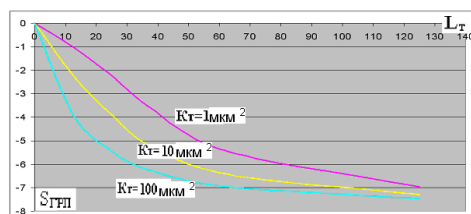


Рис. 4 Скин-фактор для различной длины и проницаемости трещины при $Rk=250$ метров и $S_{до}=0$

Результаты расчетов, полученных на основе численного моделирования физических процессов, позволяют оценивать продуктивность скважин и отрицательный скин-фактор после ГРП при различных проницаемостях и длинах формируемых трещин.

И так на рисунке 5 показана геометрия полученной трещины разрыва [5].

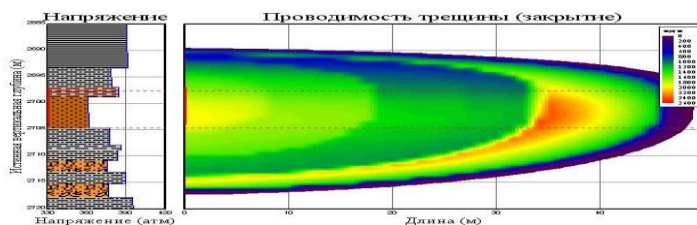


Рис. 5 Фактический профиль трещины

При движении жидкости в пласте в радиальном направлении к скважине дифференциальное уравнение (17) принимает вид

$$\frac{\partial^2 P}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{m\mu\beta}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (17)$$

Это уравнение является исходным при решении практически всех задач о движении жидкости в пласте при проведении испытания скважин.

При решении уравнения (17) обычно рассматривают два класса задач.

1. Наружная граница предполагается бесконечной с постоянным начальным давлением $P=P_{пл}$ на ней; внутренняя граница $r=r_c$ предполагается весьма малой с заданным на ней дебитом.

2. Наружная граница пласта предполагается большой (но конечной) $r=r_k$ с постоянным давлением на ней $P_k=P_{пл}=\text{const}$ или отсутствием течения жидкости через эту границу ($q=0$), внутренняя граница также предполагается конечной с заданными давлениями или дебитом.

Допущения о постоянстве дебита, равно как и выражение этих показателей через какие-либо элементарные функции, не являются строгим отображением реальных условий притока. Дебит и депрессия изменяются не произвольно, а зависят от особенностей накопления жидкости в бурильных трубах. В общем случае забойное давление $P_c(t)$ может быть определено из выражения:

$$P_c(t) = P_c(0) + \Delta P_T(t) \quad (18)$$

где $P_c(0)$ - давление в начале притока, равно гидростатическому давлению залитой жидкости в бурильные трубы; $\Delta P_T(t)$ - дополнительное давление, оказываемое столбом жидкости, поступившей в бурильные трубы из пласта за время t работы скважины. Формула для расчёта $\Delta P_T(t)$ имеет вид:

$$\Delta P_T(t) = \frac{1}{C_T} \int_0^t q(t) dt = \frac{V(t)}{C_T} \quad (19)$$

где C_T - ёмкостный показатель, характеризующий прирост объёма жидкости в бурильных трубах при притоке на единицу изменения давления в них (ёмкость труб),

$$C_T = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{F_T \cdot h}{\gamma_n \cdot h} = \frac{\pi r_t^2}{\gamma_n} \quad (20)$$

где F_T - площадь сечения внутренней полости бурильных труб; r_t - радиус внутренней полости труб; γ_n - удельный вес поступившего флюида;

Все вышеприведенные рассуждения касаются определения связи между забойным давлением и дебитом в открытом периоде испытания. В закрытом периоде испытания зависимость $\Delta P=f(q)$ можно установить следующим образом. После закрытия скважины в подпакерную зону поступает пластовый флюид за счёт

находящейся в ней жидкости, объём которой равен $V = \pi r_c^2 H$, где H - расстояние от забоя скважины до места установки пакера.

Пользуясь известной зависимостью между давлением и объёмом слабосжимаемой жидкости-

$$\beta dP = -\frac{dV}{V} \quad (21)$$

Можно получить выражение для дебита в период восстановления давления, которое имеет вид :

$$q(t) = V\beta \frac{dP(t)}{dt}, \quad \Delta P(t) = \frac{1}{C_e} \int_0^t q(\tau) d\tau \quad (22)$$

где $C_e = V \cdot \beta$ - ёмкостный показатель, характеризующий прирост объёма в заполненной скважине на единицу изменения в нем давления после останова скважины

Как видно, решить уравнения (17) при условиях (18)-(22) с применением известных аналитических приёмов затруднительно. Ниже нами рассмотрены процессы перераспределения давления в пласте и на забое скважины на основе моделирования и на базе выводов, полученных в результате моделирования, построены эффективные решения описанных уравнений. Ранее проф. Карнауховым М.Л. были разработаны программы расчёта кривых давления с применением методов численного моделирования [4]. Однако при постановке и программной реализации задач фильтрации не рассматривались задачи, когда в окколоскважинном пространстве сформирована глубокая трещина высокой проводимости (вследствие ее заполнения проппантом). Ниже рассмотрены новые задачи. Которые позволяют выявить законы фильтрации и описать процессы восстановления давления в скважине для случаев работы скважин после их гидроразрыва

Сначала исследовались перераспределения давлений в пласте при стационарных процессах, когда в уравнении (17) правая часть равна нулю.

Процессы фильтрации жидкости в пласте к скважине с ГРП исследовались на основе численного моделирования процессов фильтрации. Для примера здесь приведены результаты, полученные при различном соотношении длины трещины L к контуру питания R_k : $L/R_k = 0.05, 0.10, 0.15, 0.25, 0.50, 0.75$. Трещина принималась вертикальной, распространённой на всю толщину однородного пласта. В данных примерах проницаемость проппанта в трещине принята намного большей проницаемости пласта, то есть сопротивление движению жидкости по трещине принято равным нулю [4].

На рис. 6 приведены результаты моделирования для случаев: а) $L/R_k = 0$, б) $L/R_k = 0.1$, в) $L/R_k = 0.5$. Показаны характеристики распределения давления в пласте при различных условиях фильтрации. Для стандартных условий фильтрации, когда в пласте нет трещины, а поток радиальный все полученные значения давлений в пласте соответствуют давлениям, получаемым по известному закону Дюпюи. Распределение давлений в пласте для $L/R_k = 0.1$ имеет уже существенное отличие - особенно в призабойной зоне пласта, а для $L/R_k = 0.5$ существенные изменения происходят и в удаленной зоне.

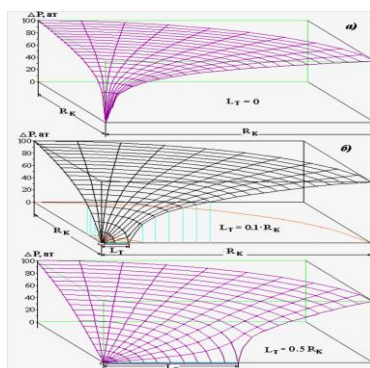


Рис. 6 Характеристика распределения давления в пласте при различных условиях фильтрации

Литература

1. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин // Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003
2. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified fracture design. – Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта - Alvin, 2002. – p. 316
3. Саранча А.В. Оценка скин-эффектов до и после ГРП по КВУ // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири (Том 2): Сб. научн. Тр. – Тюмень, 2007. – С.179 – 181
4. Карнаухов М.Л., Казанцев П.Ю., Пьянкова Е.М. Моделирование движения жидкости к скважине при наличии трещины, полученной при гидроразрыве пласта, – Тюмень, 2003.
5. Frac Design Report, Post Frac Report // МеКаМиннефть, 2009

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ ОБЪЕКТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Фан Чан Хай Лонг

Научный руководитель доцент И.А. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия на морских месторождениях приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и разрешение этой проблемы является важным для месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией, и стоимости проведения восстановительных операций.

Коррозия гидротехнических сооружений

Основной причиной коррозии гидротехнических сооружений является морская вода и среда, вызывающая электрохимическую и микробиологическую коррозию. Электрохимической коррозии способствует высокое содержание растворенных солей, наличие ионов хлора и сульфатов, высокое содержание растворенного кислорода, а микробиологической коррозии – присутствие сульфатредуцирующих или сульфатовосстанавливающих (от 100 кл/мл и более), аэробных (до 10^6 кл/мл) и анаэробных (до 10^4 кл/мл) бактерий.

Для защиты морских гидротехнических сооружений от коррозии использовались электрохимическая защита (протекторы) в подводной зоне и лакокрасочные покрытия (ЛКП) – в надводной зоне.

Протекторная защита, которая является разновидностью катодной защиты, заключается в следующем. К защищаемой конструкции присоединяют более электроотрицательный металл – протектор, который, растворяясь в окружающей среде, защищает от разрушения основную конструкцию. После полного растворения протектора его необходимо заменить. Протектор работает эффективно, если переходное сопротивление между ним и окружающей средой невелико.

Действие протектора ограничивается определенным расстоянием, которое называется радиусом защитного действия протектора.



Рис. 1 Внешний вид практически растворенного и нового протектора

В надводной части в зоне периодического смачивания используются эпоксидные покрытия (общей толщиной 350 – 400 мкм), в атмосферной – эпоксидно-полиуретановые покрытия (общей толщиной 300 – 350 мкм для опорных блоков и несущих модулей и 300 мкм для верхних строений).

Коррозионный износ несущих конструкций морских стационарных платформ на высоте 1–5 м от поверхности моря средняя скорость коррозии составляет приблизительно 0,4 мм/год. Так, например, средняя глубина коррозии несущих конструкций через 7 лет эксплуатации составила 2,35–2,7 мм, максимальная – 4 мм.

За 4 – 5 лет эксплуатации степень разрушения ЛКП на опорных блоках составила 20–70 %, на несущих модулях – 10 – 25 %, а за 7 лет – 100 % и 80 – 100 % соответственно.

Согласно обследованию с помощью обитаемого подводного аппарата и внутритрубной диагностической аппаратуры на месторождении Белый Тигр установлена очень высокая степень коррозионного поражения отдельных участков. Такие поражения могут привести к аварийным ситуациям на стояках, на трубопроводах и платформах с катастрофическими последствиями [1].

В целях увеличения срока службы защитных покрытий до 10 лет и более для зоны периодического смачивания применяют алюминиево-металлизационные покрытия вместе с ЛКП толщиной 450 – 500 мкм, а также покрытия толщиной 500–1500 мкм (Baltoflake фирмы Jotun, основа – полиэфирная смола).

Для повышения коррозионной устойчивости подводных элементов гидротехнических сооружений в пределах месторождения Белый Тигр с 1995 года применяют комбинированный метод электрохимической защиты совместно с эпоксидными покрытиями [1].

Покрытие используется, как вспомогательное средство для уменьшения расхода алюминиевого сплава и удлинения срока службы протекторной системы. Электрохимическая защита в таких условиях позволяет полностью прекратить коррозионный процесс.

Коррозия нефтепромыслового оборудования

Коррозия оборудования системы поддержания пластового давления (ППД). Основная причина коррозии – высокая коррозионная агрессивность морской воды, используемой для ППД. Водопроводы и

скважины подвергаются внешней и внутренней коррозии. Развитие коррозии существенно зависит от подготовки морской воды, в том числе, от наличия в воде кислорода и сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Скорость внутренней коррозии водопроводов, транспортирующих необработанную морскую воду, изменяется от 1,0 мм/год (по данным ультразвуковой толщинометрии) до 1,02 – 1,28 мм/год (по данным корратора RCS 9000 фирмы “Cosasco”). Однако скорость внутренней коррозии оборудования системы ППД уменьшается благодаря деаэрации и обработке морской воды химическими реагентами: коагулянтами, поглотителями кислорода, ингибиторами коррозии, бактерицидами [1].

Коррозия снаружи насосно-компрессорных труб (НКТ) и внутренней поверхности обсадных труб происходит со скоростью до 1,36 мм/год. Это вызывает большую угрозу разрушения этого оборудования.

Защита от электрохимической и микробиологической коррозии внутренней поверхности НКТ нагнетательных скважин должна обеспечиваться качественной подготовкой морской воды. Качественная защита поверхности труб в межтрубном пространстве нагнетательных скважин должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

- стерилизация среды и металлической поверхности;
- заполнение межтрубного пространства обезвоженной нефтью с ингибитором коррозии и бактерицидом.

Коррозия оборудования системы сбора, транспорта и подготовки нефти. Внутренняя поверхность оборудования системы сбора, транспорта и подготовки нефти подвергается непрерывному воздействию агрессивной гетерогенной двухфазной среды.

Коррозионная активность добываемой нефтяной эмульсии усиливается с увеличением обводненности продукции скважин (особенно резко, начиная с содержания воды до 50 – 60 %), а также вследствие её сероводородного заражения из-за нагнетания в продуктивные пласты воды, содержащей СВБ. Учитывая увеличение обводненности продукции и её сероводородное заражение, с 1995 года предусмотрен ввод ингибиторов коррозии и бактерицидов в соответствии с рекомендациями специального регламента.

Таким образом, приведенные способы защиты от коррозии дают эффективные результаты. Для защиты гидротехнических сооружений от электрохимической и микробиологической коррозии требуется качественная подготовка протекторов, материалов покрытия и обработка морской воды химическими реагентами.

Литература

1. Геологическое обоснование на заложение разведочной скважины на южном куполе месторождения «Белый Тигр». – Вунг Тай: НИПИморнефтегаз, 2004. – 65 с.
2. URL: <http://neftegas.info/korroziya-tng/1053-korroziya-skvazhinogo-oborudovaniya-i-sposoby-zaschity-ot-nee.html>

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ОБРАБОТКИ СКВАЖИН РАСТВОРОМ ЩЕЛОЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

Фан Чан Хай Лонг

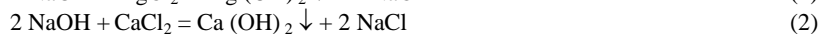
Научный руководитель доцент И.А. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из методов увеличения коэффициента нефтеотдачи является метод регулирования фильтрационных потоков внутри залежи путем блокирования высокопроводимых каналов осадками или гелями. Важной проблемой для процесса заводнения, осуществляемого в настоящее время на залежи фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам), является обеспечение равномерного продвижения фронта закачиваемой воды с целью увеличения коэффициента охвата, степени извлечения нефти и, в конечном итоге, повышения нефтеотдачи залежи. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть–раствор щелочи и увеличивающие смачиваемость породы водой. Лабораторные исследования показывают, что степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти.

В связи с этим обработка залежи путем закачки раствора щелочи в скважины на достаточно большое расстояние от забоя (глубокое воздействие на объект разработки) может оказаться эффективным методом для изменения направления фильтрационных потоков и повышения коэффициента охвата заводнением [1].

При проведении процесса регулирования фильтрационных потоков необходимо учитывать особенности характера неоднородности пород фундамента по площади и по толщине. Применение щелочи в процессах регулирования фильтрационных потоков основывается на ее способности при взаимодействии с солями двухвалентных металлов (Mg и Ca) образовывать нерастворимые осадки Mg(OH)₂ или Ca(OH)₂ [2].



Для условий месторождения Белый Тигр, где морская вода, используемая для заводнения, содержит достаточно высокое содержание ионов Ca⁺⁺ и Mg⁺⁺ (340 и 1130 мг/л соответственно), представляется возможным для целей регулирования фильтрационных потоков закачивать только щелочь и морскую воду.

Чтобы выяснить эффективность применения этого метода на данном месторождении были проведены специальные исследования. Первоначально был исследован характер химического взаимодействия щелочи и морской воды. В качестве базового реагента рассматривалась каустическая сода NaOH. В опытах использовалась морская вода с побережья, имеющая состав и минерализацию, близкие к закачиваемой воде на залежи фундамента Белый Тигр.

Поскольку существует влияние температуры на процесс осадкообразования, требовалось выяснить особенности взаимодействия щелочи с морской водой при пластовых температурах. Была выполнена серия опытов по определению скорости реакции и видов осадка процесса комплексного осадкообразования NaOH (1%) с морской водой при различных температурах. Результаты наблюдений приведены на рис. 1, 2.

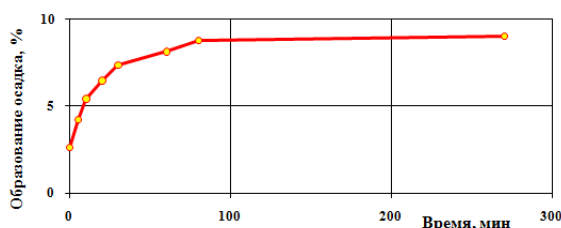


Рис. 1 Зависимость скорости выпадения осадка от времени при температуре $T=29^{\circ}\text{C}$

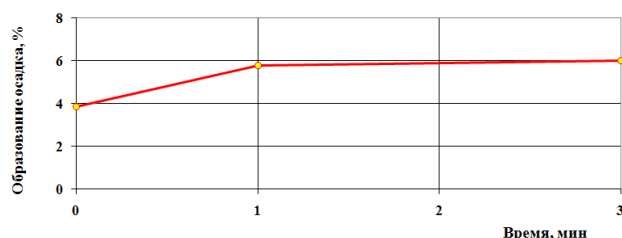


Рис. 2 Зависимость скорости выпадения осадка от времени при температуре $T=90^{\circ}\text{C}$

Проведенные эксперименты показали, что скорость выпадения осадков при смешивании каустической соды и морской воды значительно зависит от температуры. При температуре 29°C осадок образуется за 4,5 часа, при температуре 90°C – за 3 минуты. Этот фактор необходимо учитывать при проведении обработки скважины.

Эксперименты по закачке осадкообразующих реагентов проводились на установке испытания кислотных составов, обеспечивающей создание пластовых термобарических условий. В качестве опытных образцов использовались составные образцы керна трещиноватого коллектора месторождения Белый Тигр. В качестве модели нефти использовался керосин.

Методика исследований эффективности этого метода заключалась в последовательной закачке в промытый морской водой образец, моделирующий обводненный участок пласта, раствора NaOH и морской воды. Опыты показали, что проницаемость образцов после обработки щелочным раствором уменьшалась в среднем от 2 до 100 раз. Полученные результаты приведены в таблице и на рис. 3.

Таблица

Изменение проницаемости для воды в результате закачки в обводненный образец осадкообразующего раствора

Проницаемость для морской воды перед закачкой раствора K_1 , мД	Проницаемость для морской воды после закачки раствора K_2 , мД	Отношение проницаемостей K_1/K_2
445	237	1,9
267	88	3,0
440	26,2	16,8
166	1,7	97,6
106	1,5	70,7
11,5	0,2	57,5

Графическое изображение результатов опытов после их обработки описывается уравнением

$$K_1 = 0,0014K_2^{1,7282} \quad (3),$$

где K_1 – проницаемость для морской воды до закачки щелочного раствора; K_2 – проницаемость для морской воды после закачки щелочного раствора.

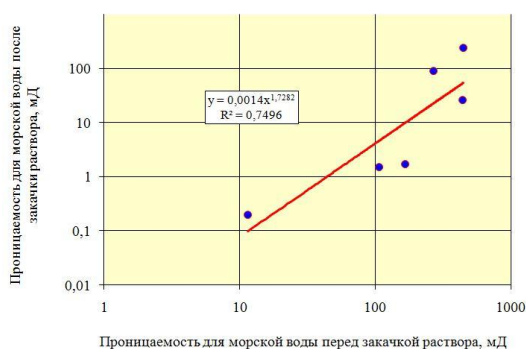


Рис. 3 Изменение водопроницаемости образца до и после обработки щелочным раствором

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать вывод, что одним из методов выравнивания фильтрационных потоков в условиях месторождения Белый Тигр может являться обработка скважин раствором щелочи NaOH концентрацией не менее 1,0% масс. Для усиления эффекта снижения проницаемости наиболее обводненных зон щелочь следует закачивать в сочетании с растворами солей двухвалентного металла Mg, либо производить повторную обработку скважин раствором NaOH большей концентрации. Преимуществом метода является возможность растворения образующегося осадка в результате реакции с соляной кислотой HCl.

Литература

1. Сидоров И.А., Поддубный Ю.А., Кан В.А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды, 1984 – 53 с.
2. Адаптация и внедрение новых технологий для увеличения нефтедачи и интенсификации разработки на месторождениях СП «Вьетсовпетро». – Вунг Тау: НИПИморнефтегаз, 2003. – 75 с.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» В ПЕРИОДЕ 1988-2008ГГ (ВЬЕТНАМ)

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча нефти и газа во Вьетнаме, сегодня является одной из ключевых отраслей принести наибольшую экономическую эффективность по сравнению с другими секторами. Но в процессе бурения, заканчивания скважин, эксплуатации и ремонта скважин загрязненных приводящих к образованию различных уровней, снизить поток добычи скважин. Поэтому нужно использовать методы воздействия на призабойную зону скважины, чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти и продлить эксплуатацию скважин.

Методы воздействия на призабойную зону скважины (ПЗП)

Импульсно-ударное воздействие

Проводимость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создаются во время взрыва на забое зарядами взрывчатых веществ специального назначения. При этом образуется сеть трещин в твердых породах, и благодаря тепловым эффектам во время взрыва создают условия, способствующие улучшению притока углеводородов в скважину. Разрыв пороховыми газами при помощи специальных снарядов АДС и генераторами давления ПГД-БК. АДС – время сгорания 200 с, давление на забое возрастает до 100 МПа, температура достигает 180-250 °С. Чтобы увеличить интенсивность ударного импульса, применяют заряды с меньшим временем сгорания. Продукты сгорания – двуокись углерода, соляная кислота, вода, хлор, окислы азота снижают вязкость нефти и при этом увеличивают приток в скважину углеводородов. Заряды пороховых генераторов давления ПГД-БК состоят из шашек до 10 кг, во время взрыва давление возрастает до 250 МПа. Под влиянием импульса давления столб жидкости в скважине после взрыва колеблется с затухающей амплитудой, создавая на зону ПЗП переменные нагрузки, которые способствуют образованию и раскрытию трещин и выносу в скважину загрязняющих поры частиц.

Обработка скважин соляной кислотой.

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCl в ПЗС.

При многократных обработках для каждой следующей операции растворяющая способность раствора увеличивается за счет наращивания объема раствора, повышения концентрации кислоты или увеличения скорости закачки. Исходная концентрация HCl - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки осуществляются с помощью одного насосного агрегата в промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины растворителями: керосином, пропан-

бутановыми фракциями и др. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

Обработка пласта кислотными эмульсиями.

Кислотные эмульсии обладают способностью сохранять какой-то промежуток времени кислоту в виде дисперсной фазы. Эмульсии довольно подвижны и при прокачке по насосно-компрессорным трубам роста давлений не создают. Главным преимуществом этих эмульсий является то, что они обладают определенным периодом стабильности, который и контролирует время замедления реакции, причем это замедление не зависит от величины раскрытости трещин. Это исключительно важно при проведении кислотных обработок в скважинах с высокими температурами. Приведенные в таблице эмульсии являются подходящими и для обработок газовых скважин, так как в качестве дисперсной среды используются углеводородные вещества, не содержащие асфальтенов и смол.

Обработка пласта кислотными пенами-аэрированными кислотами с добавками ПАВ.

Данный метод основан на том, что вместо обычной соляной кислоты в пласт закачивают аэрированный или газированный кислотный раствор поверхностно-активного вещества, представляющий собой двухфазную кислотную пену. Применение кислотных пен позволяет увеличить глубину проникновения активной кислоты в пласт, повысить эффективность действия кислоты в пласте и улучшить процесс освоения скважин после обработки. С целью обеспечения еще большего снижения скорости растворения породы в кислотных пенах необходимо провести комплекс исследований по изучению влияния температуры на стабильность кислотных пен и изысканию специальных высокотемпературных стабилизаторов для них.

Способ обработки аэрированной кислотой с добавками ПАВ дает эффект и в тех случаях, когда обычные кислотные обработки оказываются безрезультатными. Характер и содержание подготовительных работ перед проведением обработки аэрированной кислотой с добавками ПАВ зависят от конкретных геолого-физических условий: свойств коллектора и насыщающей его жидкости.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Сущность метода заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при высоком давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок (проппант), сохраняющий проницаемость трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта. На месторождении «Белый Тигр» объем жидкости разрыва используются для одного раза ГРП в диапазоне 120-150 м³, и общий объем проппанта в диапазоне 20-50 тонн.

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- а) создание трещины
- б) удержание трещины в раскрытом состоянии
- в) удаление жидкости разрыва
- г) повышение продуктивности пласта.

Экономическая эффективность применения методов воздействия на призабойную зону скважины в периоде 1988-2008 гг.

Таблица

Результаты методов воздействия на ПЗП на месторождении «Белый Тигр» (1988-2008 гг.)

Методы воздействия	Общее число успешной обработки	Общее число обработки	Успешная обработка (%)	Дополнительная добыча нефти (тонн)
кислотные обработки	68	86	73,3	134036
кислотные эмульсии	182	229	79,5	1394850
аэрированные кислоты	3	5	60,0	11700
ГРП	37	55	67,3	176928
импульсно-ударное воздействие	16	33	48,5	117590

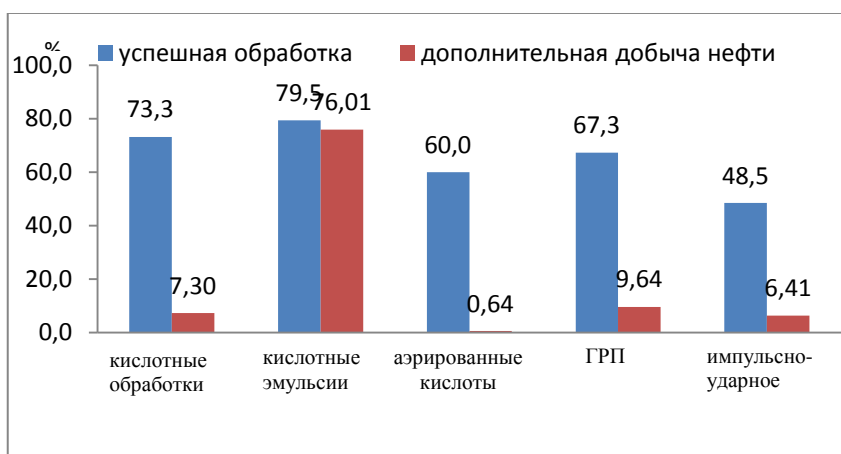


Рис. Экономическая эффективность применения методов воздействия на ПЗП

На месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2008 гг. выполнили 408 раз воздействия на ПЗП различными методами с дополнительной добычей нефти 1835104 тонн. Результаты обработки (табл.,рис.) показывают, что:

Метод кислотной эмульсии наиболее применяются 229 раз (56,1%), из которых выполнили успешно 182 раз (79,5%) с дополнительной добычей нефти 1394850 тонн (76,01%). Этот метод приведет к самой эффективной экономике на месторождении «Белый Тигр».

Метод ГРП были проведены в 55 раз (13,5%) и успешно в 37 раз (67,3%). Дополнительная добыча нефти составила 176928 тонн (6,41%). Эффективная экономика достигает высокой.

Метод импульсно-ударного воздействия применяются 33 раз (8,1%), из которых выполнили успешно 16 раз (48,5%) с дополнительной добычей нефти 117590 тонн (6,41%).

Метод аэрированной кислоты с добавками ПАВ были проведены в 5 раз (1,2%) и успешно в 3 раз (60%). Дополнительная добыча нефти составила 11700 тонн (0,64 %).

Обработка скважин соляной кислотой были проведены в 86 раз (21,1%) и успешно в 63 раз (73,3%). Дополнительная добыча нефти получилась 134036 тонн (0,64%).

В 2001 году дополнительная добыча нефти наиболее составила 55800 тонн с применением метода кислотной эмульсии и метода ГРП.

Таким образом, метод кислотной эмульсии наиболее применяются, и достигает наиболее эффективную экономику на месторождении «Белый Тигр».

Литература

1. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАКАЧКОЙ ПАВ В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДРАКОН»

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди физико-химических методов увеличения коэффициента вытеснения нефти как, например, нагнетание воды, газов, полимерных растворов, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочей, микробов, закачка горячего воздуха, внутрислоевого горения, в исследованиях, проведенных специалистами Петровъетнама, для залежи фундамента месторождения Дракон был выбран метод применения ПАВ. ПАВ способствует уменьшению поверхностного натяжения на границе нефть-вода, увеличению смачиваемости водой пород, в результате чего увеличивается эффективность вытеснения нефти в целом и капиллярного вытеснения в частности.

Механизм воздействия ПАВ на процесс вытеснения нефти

Понимание механизма воздействия ПАВ на процесс вытеснения нефти очень важно для решения вопроса о возможности применения данного метода на конкретном месторождении.

Когда заводнение водой малоэффективно и связано с ранним прорывом воды и низким коэффициентом нефтеотдачи, как один из возможных выходов из положения, можно рассматривать метод заводнения с использованием ПАВ. Однако, применение и проектирование процесса заводнения ПАВ зависят от сущности действующего механизма нефтедобычи.

Для трещиноватых пород фундамента с неоднородной двухпустотной структурой лабораторными исследованиями кернов было установлено, что процесс вытеснения нефти водой складывается из:

гидродинамического вытеснения нефти из макротрещин и каверн;
капиллярного вытеснения нефти (самопроизвольной пропитки) в микротрещиноватых блоках, прилегающих к макротрещинам.

Эффективность вытеснения существенно зависит от:
ориентации макротрещин (субвертикальные или субгоризонтальные);
характеристики микропустотной емкости (ее величины и распределения);
долевого участия макро- или микропустотных емкостей.

Для повышения нефтеотдачи необходимо увеличить эффективность процесса вытеснения нефти водой в микротрещиноватых блоках.

Общим механизмом воздействия ПАВ на процесс вытеснения нефти водой является величина капиллярного давления P_c , определяемая как:

$$P_c = 2\sigma_{не} \cos \theta / r \quad (1)$$

где: $\sigma_{не}$ - поверхностное натяжение на границе нефть-вода, мН/м;
 θ - угол смачивания;
 r - радиус капилляра, м.

Коэффициент вытеснения нефти водой (η) определяется по формуле:

$$\eta = (1 - \text{Сов} - \text{Сон}) / (1 - \text{Сов}), \quad (2)$$

где: Сов - остаточная водонасыщенность, д.ед.;
Сон - остаточная нефтенасыщенность, д.ед.

При присутствии ПАВ, поверхностное натяжение на границе нефть-вода $\sigma_{не}$ и угол смачивания θ уменьшаются.

Результаты исследований по пустотной структуре трещиноватых пород-коллекторов фундамента, свойствам пластовых флюидов и механизму воздействия на процесс вытеснения нефти при закачке раствора ПАВ показывают, что для повышения коэффициента вытеснения нефти из трещиноватых пород фундамента выбор метода закачки ПАВ является весьма эффективным.

Процесса вытеснения нефти водой и оторочкой раствора ПАВ на модели пласта залежи фундамента юго-восточного участка Дракон

Специалистами лаборатории моделирования и физики пласта был проведен большой объем лабораторных работ, связанных с тестированием растворов ПАВ, предоставленных институтом материаловедения г. Хошимин, и технологии их закачки для доизвлечения остаточной нефти.

Характеристика образцов кернов пород фундамента юго-восточного участка м/р Дракон, выбранных для исследования представлена в таблице.

При проведении лабораторных испытаний определялись следующие параметры:

- термостабильность раствора ПАВ при выдержке его при температуре 910С в течение 31 дня;
- приращение коэффициента вытеснения при закачке раствора ПАВ IAMS-M2 в модель пласта;
- коэффициент восстановления проницаемости для воды при закачке раствора ПАВ IAMS-M2 в модель пласта.

Результаты опытов исследования термостабильности раствора IAMS-M2 концентрацией 500 ppm в морской воде до и после выдержки при температуре 910С (поверхностное натяжение определено по ASTM 445-03). Результаты лабораторных испытаний при закачке воды и ПАВ в модели пласта фундамента приведены на рисунках 1-2.

Таблица

Характеристики образцов керна пород фундамента юго-восточного участка месторождения «Дракон» и результаты вытеснения нефти раствором ПАВ IAMS-M2[1]

Номер модели	Номер образца	К, по нефти мД	Ф, д.ед.	η_1 , зак. воды д.ед.	η_2 , зак. ПАВ д.ед.	$\Delta\eta$, д.ед.	Квосс, д.ед.	применение
IV	R-14.2-3-24 R-109.5-1-43 R-14.7-3-67	1046	0,0680	0,3590	0,3881	0,291	1,39	500 ppm (непрерывно)
XI	R-14.3-1-25 R-14.1-3-10 R-106.4-1-30	41,3	0,0819	0,3645	0,3991	0,0346	0,59	500 ppm (выдержка на 36 ч.)
XII	R-315.6-3-50 R-309.5-2-37 R-14.7-1-57	291	0,0344	0,3843	0,4672	0,0829	1,58	1000 ppm (выдержка на 36 ч.)
XIV	R-14.2-2-19 R-14.12-1-103 R-14.1-1-3	411	0,0508	0,3696	0,4316	0,0620	1,98	1000 ppm (выдержка на 36 ч.)

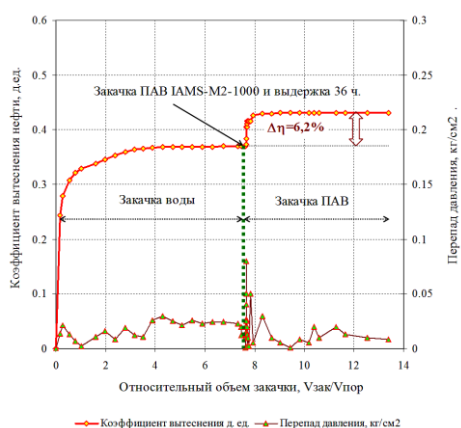


Рис. 1 Динамика извлечения нефти при закачке воды и ПАВ IAMS-M2 в модель пласта № XIV фундамента юго-восточного участка м/р «Дракон» [1]

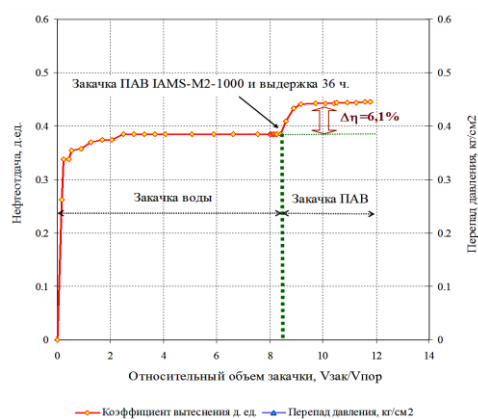


Рис. 2 Динамика извлечения нефти при закачке воды и ПАВ IAMS-M2 в модель пласта № XIV фундамента юго-восточного участка м/р «Дракон» [1]

В результате лабораторных испытаний, проведенных специалистами лаборатории моделирования и физики пласта, метода увеличения нефтеотдачи путем заводнения с применением ПАВ на моделях пласта залежи фундамента юго-восточного участка месторождения Дракон получен прирост коэффициента вытеснения. Средние значения прироста составили 3,18% и 6,85%, а средние значения коэффициента восстановления проницаемости по воде после обработок ПАВ составили 0,99 и 1,55 при концентрациях ПАВ 500 и 1000 ppm, соответственно.

Литература

- АНТ Вьетнам, НИИ прикладного материаловедения. «Разработка ПАВ и методов их закачки для увеличения Коэффициента вытеснения нефти при заводнении залежи фундамента юго-восточного участка месторождения Дракона». 2007 г. Контракт 0955/06/Т-NO5/VP-VKHLUD от 09.10.2006 г.
- Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ, 2005. – 688 с.

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

Чан Тхань Нам

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение нефтеотдачи является важнейшей задачей государств, обладающих нефтяными месторождениями. На месторождении Белый тигр на первой стадии разработки добыто 11-17% начальных геологических запасов нефти (ООИР), на второй и третьей стадиях добыча составит 27,8%, 24,4% и 37,6% ООИР из миоцена, олигоцена и фундамента соответственно. Третья стадия только начинается. Для этих объектов необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В мире существует много разновидностей МУН, но самым популярным из них является нагнетание химических веществ. Большой эффективностью обладают комплексные методы, когда в залежь одновременно нагнетаются ПАВ, полимеры и другие вещества. Одним из них является физико-химический и микробиологический (ФХМК) комплексный метод.

Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи (MEOR – Microbial Enhanced Oil Recovery) основан на использовании в залежи микробов, которые продуцируют БиоПАВ и другие вещества [1]. Микробы, применяемые в MEOR, разделяются на две группы – эндогенные (in-situ) и, внесенные извне (ex-situ). Температура залежей месторождения Белый Тигр около 115⁰С, поэтому специалистами компании DMC было решено использовать ex-situ MEOR с одновременной закачкой питательной среды.

В залежах оба продукта – химический и микробиологический функционируют по общим физико-химическим законам. Свойства продукта MEOR регулируют, например, поверхностное натяжение, вязкость, смачиваемость, капиллярное число, подвижность. Основной механизм действия в ex-situ MEOR похож на механизм действия ПАВ. Целью этой технологии является повышение коэффициента нефтеотдачи η посредством рационального повышения коэффициента вытеснения η_d , коэффициента охвата процессом вытеснения η_s и коэффициента охвата заводнением η_c .

$$\eta = \eta_d \eta_s \eta_c$$

Чтобы эффективно увеличить эти коэффициенты необходимо применять полимеры и ПАВ. В настоящее время для МУН используют ПАВ химического происхождения, а полимеры имеют и химическое и биологическое происхождение. Биополимеры ксантан-гумы хорошо совмещаются с морской водой и чаще применяют в МУН.

Проведение испытания технологии MEOR на месторождении Белый Тигр, рис. 1.

Сведения по скважине: Категория скважины: нагнетательная; объект нагнетания: нижний миоцен; средний расход реагента (в режиме стабильной закачки): 14 м^3 4 часа [2].

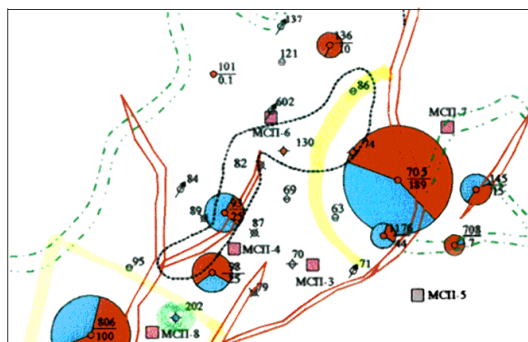


Рис.1 Опытный участок (Нагнетательная скважина 74, наблюдаемая скважина 705)

Полученные результаты:

До закачки. В течение 7 месяцев 2006 года, давление нагнетания и приемистость нестабильны и находились на высоком уровне.

После закачки показатели стали более стабильны, приемистость находилась на уровне 350-360 м³/сут, давление нагнетания - на уровне 51-58 атм. Отношения между приемистостью и давлением нагнетания, между добываемой жидкостью и приемистостью повысились. После закачки ФХМК темп роста обводненности скважин общего опытного участка замедлился, данные по обводненности стали более сконцентрированными (Рис. 2). Количество сульфатредуцирующих бактерий почти не изменились. Плотность, минерализация не изменились.

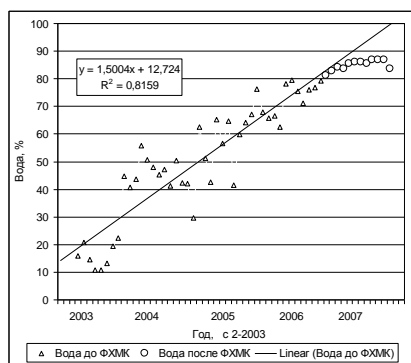


Рис. 2 Обводненность опытного участка до и после закачки ФХМК

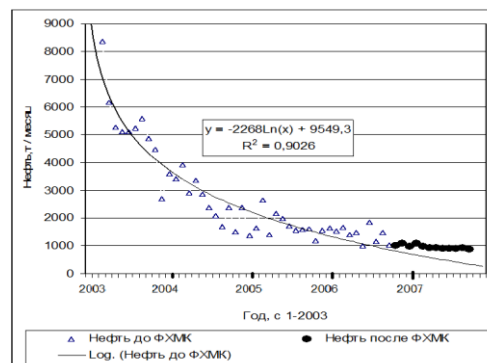


Рис. 3 Добыча нефти скважины 705 до и после закачки ФХМК

На рис. 3 приведены показатели скв. 705 после закачки ФХМК. добыча нефти выше, чем соответствующие расчетные данные, полученные из аппроксимации с самым высоким R^2 . По аналогии были просчитаны еще 3 варианта с различной аппроксимацией, которые показаны в таб. 1.

Таблица 1

Аппроксимации и результаты вычисления дополнительной нефти скважины 705 с сентября 2006 года по август 2007 года

No	Аппроксимации	R^2	Дополнительная добыча нефти, т
1	$Y = 1768,4x^{-0,3339}$	0,6102	1 594
2	$Y = -484,67\text{Ln}(x) + 1775,8$	0,6400	3 557
3	$Y = -228\text{Ln}x + 954,93$	0,9026	4 688
4	$Y = 1968,1e^{-0,1489x}$	0,5597	5 916

Выводы:

1. Специалистами компании DMC разработана физико-химическая и микробиологическая комплексная технология для залежей с высокой пластовой температурой. В 2006 году технология была применена на участке месторождения Белый Тигр в отложениях миоцена. Закачка ФХМК позволила снизить темп роста обводненности скважин и дополнительно добыть нефть.

2. Применение технологии на месторождениях Белый тигр и Дракон позволяет увеличить нефтеотдачу и не требует дополнительного капиталовложения.

Литература

1. Сургучев М. Л. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пласта». – М.: Недра, 1985

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ О ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В УПРУГОМ ПЛАСТЕ, ОСНОВАННОЕ НА КОНСЕРВАТИВНОЙ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОЙ СХЕМЕ МАК-КОРМАКА А.Л. Шибанов

Научный руководитель ассистент Е.Н. Крамшонков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Предлагаемый конечно-разностный метод решения уравнений фильтрационной гидродинамики осуществляется на основе численной 2-х шаговой схеме типа «предиктор-корректор», имеющей второй порядок точности относительно шагов по пространству и времени. Характерная особенность этой схемы – аппроксимация пространственных производных нецентральными разностными операторами. Искомые функции вычисляются только в узлах расчетной сетки.

При использовании интегральных законов сохранения двух несмешивающихся фаз – нефти и воды использовались следующие допущения: флюиды несжимаемы; капиллярные и гравитационные силы не учитывались; динамическая вязкость постоянна. В одномерной плоской постановке, т.е. искомые функции, зависят только от одной пространственной переменной, уравнения, описывающие двухфазную фильтрацию выглядят следующим образом: $x \in [0, L]$

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_{\tau} \varphi \cdot S_o \cdot d\tau + \int_{\gamma} V_o \cdot d\gamma = 0, \quad \frac{\partial}{\partial t} \int_{\tau} \varphi \cdot S_w \cdot d\tau + \int_{\gamma} V_w \cdot d\gamma = 0,$$

$$S_o + S_w = 1, \quad \varphi = \varphi_0 + c(P - P_0),$$

$$V_w = \lambda_w(S_w) \frac{\partial P}{\partial x}, \quad V_o = \lambda_o(S_w) \frac{\partial P}{\partial x}, \quad \lambda_w(S_w) = \frac{k_a k_w(S_w)}{\mu_w}, \quad \lambda_o(S_w) = \frac{k_a k_o(S_w)}{\mu_o},$$

$$\lambda(S_w) = \lambda_o(S_w) + \lambda_w(S_w).$$

где x, t – расстояние, время; S_w, S_o, P, φ, L – относительная водонасыщенность, относительная нефтенасыщенность, давление флюидов, пористость (относительный объем пустот), размер рассматриваемой области; $\lambda_w, \lambda_o, \lambda$ – подвижность воды, нефти, общая подвижность; k_a – абсолютная проницаемость; k_w и k_o – фазовые проницаемости воды и нефти; μ_w и μ_o – вязкость воды и нефти; c – сжимаемость скелета породы; $\varphi_0 = \varphi(P_0)$. Для P задаются граничные условия первого рода на левой $P|_{x=0} = P_0$ и правой $P|_{x=L} = P_L$ границах, соответственно. Для S на левой границе задается условие остаточной обводненности на границе с вытекающим флюидом – условие свободного истечения. Начальные условия для P и S отражают тот факт, что в первоначальный момент времени все точки исследуемого образца имели одинаковые начальные насыщенность и давление. Фазовые проницаемости задавались в виде: $k_w(S_w) = A_w S_w^2 + B_w S_w + C_w$, $k_o(S_w) = A_o S_w^2 + B_o S_w + C_o$.

При записи конечно-разностного аналога законов сохранения массы для каждой из фаз в области $x \in [0, L]$ задается неподвижная расчетная сетка с узлами $x_i = i \cdot \Delta x$, i – число узлов по оси x , Δx – размер ячейки. Ячейки расчетной области имеют постоянный объем и ограничены только неподвижными поверхностями. Для некоторой произвольной ячейки объема τ конечно-разностный аналог законов сохранения массы записывается в виде: $\frac{\Delta(\varphi \cdot S_o \cdot \tau)}{\Delta t} + \sum_{k=1}^2 V_{ko} \Delta S_k = 0$, $\frac{\Delta(\varphi \cdot S_w \cdot \tau)}{\Delta t} + \sum_{k=1}^2 V_{kw} \Delta S_k = 0$, где V_{kw} ,

V_{ko} – проекции компонент скоростей на внешние нормали поверхностей ячеек.

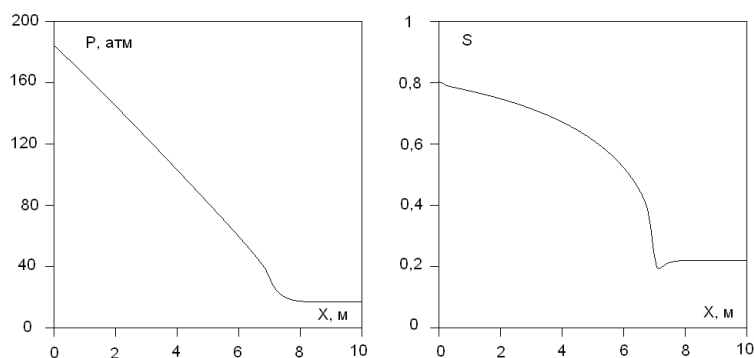


Рис. Распределение давления и относительной водонасыщенности в безводный период

Далее, применяя численную схему Мак-Кормака к полученным соотношениям, получаем основные рабочие уравнения. Аппроксимация производной давления по пространственной переменной осуществлялась центральными разностями.

На рис. показаны рассчитанные по предложенной методике распределения P и S , в некоторый момент времени. Здесь связанная и остаточная водонасыщенности составляли 0,2 и 0,8 соответственно. При достаточно больших временах счета численное решение графически совпадает со стационарным, однако следует отметить, что предложенный численный алгоритм требует дальнейших сравнительных тестовых испытаний.

Литература

1. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов: учебное пособие для вузов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
2. Х. Азиз, Э. Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Институт компьютерных исследований, 2004. – 407 с.
3. <http://www.exponenta.ru/educat/systemat/galkin/index.asp> – Галкин В.М. Численная гидродинамическая модель пласта: практикум. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 38 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ СКВАЖИННОГО ФОТОМЕТРИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА СВЕТОПОГЛОЩЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Г.Ю. Щербаков, Р.Н. Бурханов

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Для исследования коэффициента светопоглощения $K_{сп}$ добываемой нефти при геолого-промысловом контроле разработки нефтяного месторождения применяются фотоколориметры различных конструкций, например КФК-3[2].

При этом обычно отбирают пробу нефти на устье скважины и предварительно обезвоживают ее в лабораторных условиях. Однако отбор устьевых проб нефти производится нерегулярно, их оптические свойства определяются только попутно и редко подвергаются тщательному анализу. Невозможно учесть также различия в свойствах нефти на земной поверхности и в скважине.

Создание же и применение автоматизированных фотометрических устройств, размещенных непосредственно в скважине, для непрерывного измерения оптических характеристик добываемой нефти, на наш взгляд, может значительно повысить достоверность не только оптических, но и других геолого-промысловых данных. По данным собственных лабораторных исследований нефти тульских отложений Архангельского месторождения Республики Татарстан авторами доклада выявлены зависимости $K_{сп}$ от величины накопленной добычи нефти и $K_{сп}$ от коэффициента нефтенасыщенности пласта с достаточно высокими коэффициентами аппроксимации[1]. Эти зависимости были успешно применены для подсчета остаточных запасов нефти и подтвердили перспективность разработки скважинного устройства, принципиальная схема которого должна предусматривать возможность автоматизированной регистрации оптических параметров добываемой нефти на забое скважины в заданном интервале длин волн, их первичную обработку и передачу в программируемые системы автоматизированной аппроксимации с геолого-промысловыми данными.

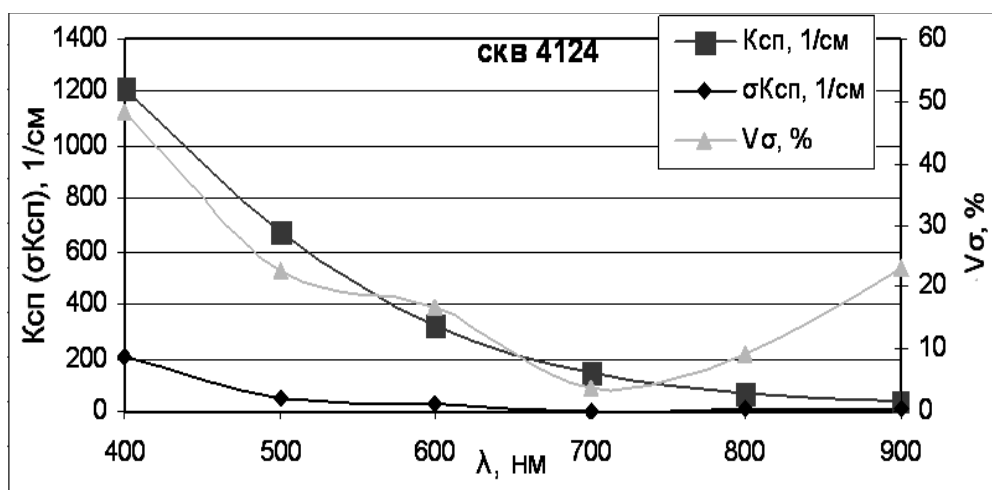


Рис.1 Спектральные кривые $\overline{K_{cp}}$, $\overline{\sigma K_{cp}}$ и V_{σ}

По результатам вычислений строились спектральные кривые $\overline{K_{cp}}$, $\overline{\sigma K_{cp}}$ и V_{σ} нефти в зависимости от длины световой волны (рис. 1). Установлено, что в интервале длин волн 400-500 нм пробы нефти сильно различаются по величине K_{cp} , что может отражать неоднородные литологические и петрофизические особенности залегания и неоднородные условия разработки залежи. В интервале же длин волн 600-900 нм пробы нефти меньше различаются по K_{cp} , что может быть связано с общими для всей залежи условиями генерации и аккумуляции и дальнейшей консервации нефти. При миграции и аккумуляции нефти происходит адсорбция ее поверхностно-активных веществ, состоящих в основном из смол и асфальтенов, на поверхности пор (рис.3). При этом на поверхности пор образуется адсорбционный слой неподвижных высокомолекулярных углеводородов, состоящий в основном из смол и асфальтенов. По направлению же к центру пор молекулярная масса M и плотность ρ углеводородов, а также их K_{cp} уменьшаются. В порах, радиус которых r превышает двойную толщину адсорбционного слоя 2δ , плотность и K_{cp} нефти, значительно меньше, чем в порах, радиус которых равен или меньше двойной толщины адсорбционного слоя. При разработке из пор породы в первую очередь вытесняется нефть из центральной части наиболее крупных пор и затем по мере заводнения коллектора из пор уменьшающегося размера. Таким образом, в процессе разработки залежи K_{cp} добываемой нефти будет увеличиваться, что полностью подтверждается результатами лабораторных исследований нефти большинства скважин. На рис.4 приводятся примеры спектральных кривых K_{cp} нефти одной из скважин, отбор которых производился в период 2005-2010 годы. Значения K_{cp} добываемой нефти увеличиваются независимо от длины волны пропускаемого диапазона.

При механизированном способе эксплуатации устройство может устанавливаться непосредственно под насосом с помощью переходника (2, рис.7). При фонтанном способе эксплуатации может быть спущено в скважину на каротажном кабеле или колонне труб. Устройство (рис.2) может включать следующие основные блоки – приемный 2, фотометрический 3, выкидной блоки 4, блок хранения данных 5, блок беспроводного (проводного) канала связи 6 и блок питания 7. Продукция из скважины поступает в приемный блок, в котором происходит ее подготовка (обезвоживание и сепарация).

Затем в измерительный фотометрический блок, где происходит собственно измерение необходимых параметров в виде аналогового сигнала. В блоке хранения данных сигналы преобразуются в цифровой вид с помощью аналого-цифрового преобразователя АЦП для хранения в резервируемой памяти устройства и (или) они с помощью блока беспроводного (проводного) канала связи передаются на поверхность для последующей обработки.

В скважинных условиях приемный блок должен включать фильтр 12, клапанно-дозировующее устройство 13, поглотители воды и сепараторы газа 14, которые могут представлять собой стационарные устройства в виде гидрофобизированных мембран, адсорбентов или других устройств и отводы для сброса воды и газа 15. Клапанно-озирующий механизм должен обеспечить дозированную подачу скважинной жидкости в фотометрический блок. Фотометрический блок включает источник светового излучения 8 (например, ксенонную импульсную лампу), свет которого проходит через монохроматор (призму) 9 для получения светового луча заданной длины волны. Затем пучок света направляется через испытуемую жидкость, заключенную в прободержатель 10 и далее в сенсор 11. Рабочая длина прободержателя (аналог рабочей длины кюветы в лабораторных условиях) должна автоматически регулироваться вплоть до возможности создания сверхтонкой пленки исследуемой жидкости. Возможность изменения рабочей длины прободержателя, внутренняя поверхность которого не должна смачиваться скважинными жидкостями, имеет значение, поскольку точность определения толщины слоя исследуемой нефти влияет на точность определения оптических свойств. Монохроматический свет, проходя через нефть, частично отражается и частично поглощается. Интенсивность прошедшего светового луча замеряется фотометрическим сенсором (детектором) 4.

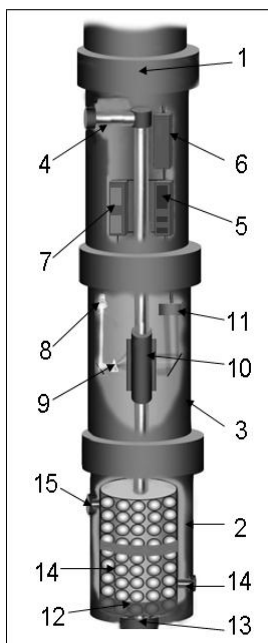


Рис.2. Схема устройства

В конструкцию устройства может быть включен термостат для поддержания стандартной температуры измерений или определения текущей температуры исследуемой нефти с целью вычисления поправок на влияние температуры. АЦП в блоке 5 осуществляет перевод аналоговых результатов измерений в цифровой вид для длительного хранения в съемной памяти устройства и этот же блок обеспечивает передачу полученных данных на поверхность. При этом в зависимости от способа эксплуатации скважины устройство может быть снабжено блоком проводного (скважины, оборудованные электроцентробежными или винтовыми насосами) или беспроводного (например, в случае оборудования штангово-глубинными насосами, фонтанной эксплуатации, газлифт) канала связи 6. Беспроводной способ передачи данных может осуществляться по импульсам давления или по гидравлическому, акустическому или электромагнитному каналам [3]. Оптические данные в режиме реального времени должны поступать в программный комплекс их хранения и обработки, содержащий также постоянно-обновляющиеся показатели работы скважин и другие показатели разработки месторождения. Программный комплекс должен обеспечивать комплексную геолого-промысловую интерпретацию, например корреляцию оптических данных с накопленной добычей для подсчета остаточных запасов нефти. Работа устройства контролируется внутренним (встроенным) и внешним программным обеспечением. Встроенное программное обеспечение должно обеспечивать работу устройства в тестовом режиме для выбора наиболее оптимального спектра электромагнитного излучения и рабочей длины прободержателя. В автоматизированном режиме должны устанавливаться параметры работы устройства - ширина полосы светового излучения и ее дискретность, фотометрический диапазон, рабочая длина и осуществляться распознавание фаз. Внешнее программное обеспечение необходимо для автоматизированной корреляции измеренных свойств нефти в выбранном

спектральном диапазоне с показателями работы скважин, определения параметров точности аппроксимации данных и осуществления обратной связи с устройством, находящимся в скважине, для коррекции режима и параметров его работы.

Дополняя существующие интеллектуальные системы, фотометрическое устройство может значительно улучшить управление разработкой нефтяного месторождения, в том числе в режиме реального времени получать достоверные сведения о запасах и контролировать изменение свойств коллектора и флюидов в процессе разработки месторождения.

Литература

1. Бурханов Р.Н., Ханнанов М.Т. Перспективы применения оптических исследований для подсчета остаточных извлекаемых запасов нефти //Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - Альметьевск: АГНИ, 2011.- С.19 – 28.
2. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – С.21 – 29.
3. Степной В.С. Безгенераторный способ передачи данных забойной телеметрии. – Томск, 2010. – С. 29 – 31.

СМАЧИВАЕМОСТЬ ПОВЕРХНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД ПЕРМСКОГО КРАЯ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ

О.Р. Эбзеева

Научный руководитель доцент А.А.Злобин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Смачиваемость обуславливает специфическое проявление поверхностных сил, главным образом влияющих на динамику многофазной фильтрации поровых флюидов (нефти, воды и газа) и их объемную структуру в эффективной части пласта. Проблемы увеличения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку остаточных запасов, повышения эффективности методов ПНП и интенсификации добычи нефти (ИДН) напрямую связаны с недостаточной изученностью процессов смачивания, происходящих на границах фаз в микрообъеме поровых каналов и на поверхности глубинного оборудования.

Цель данной работы - на основе комплексного лабораторного анализа керна установить закономерности изменения смачиваемости продуктивных пород-коллекторов нефтяных месторождений Пермского края и ее влияние на процессы нефтеотдачи. До сих пор такие работы не проводились ввиду отсутствия научно-методического сопровождения и практической направленности исследований.

Смачиваемость внутривпоровой поверхности пород-коллекторов непосредственно влияет на эффективность практически всех известных технологий разработки месторождений углеводородного сырья с использованием заводнения. В зависимости от специфического взаимодействия многокомпонентных систем

различают следующие типы смачиваемости пород: преимущественно гидрофильная, преимущественно гидрофобная, промежуточная, гетерогенная, избирательная и микроструктурная [1, 2].

На сегодня существует несколько способов определения смачиваемости: определение теплоты смачивания, измерение контактного угла, метод Амотта, метод USBM, адсорбционный низкотемпературный метод БЭТ, метод кривых капиллярного давления, ЯМР, метод кривых относительных фазовых проницаемостей, метод изотермической сушки (метод испарения) и метод по ОСТу [3]. Как показывает анализ литературных источников, данные разных методов, как правило, хорошо коррелируют между собой.

В работе использован метод определения смачиваемости пород согласно ОСТ 39-180-85, который предусматривает определение показателя M , выражающего интегральную характеристику смачиваемости поверхности поровых каналов пород по данным капиллярного впитывания в водонасыщенный образец воды и керосина при атмосферных условиях (за 20 часов) и в поле центробежных сил при центрифугировании [4].

По показателю смачиваемости M горные породы ранжируются на гидрофобные ($M=0-0,2$), преимущественно гидрофобные ($0,2-0,4$), промежуточные ($0,4-0,6$), преимущественно гидрофильные ($0,6-0,8$) и гидрофильные ($0,8-1,0$) типы смачиваемости. Исторически метод по ОСТу был разработан в г.Перми в конце 70-годов в лаборатории физики нефтяного пласта института ПермНИПИнефть д.т.н. Б.И.Тулбовичем и нашел широкое применение в петрофизических лабораториях ввиду своей относительной простоты и стабильной воспроизводимости результатов за счет использования гравиметрического (весового) метода измерений [4].

Процесс формирования гидрофильных и гидрофобных пород неоднозначный и достаточно сложный. Показатель смачиваемости коллекторов не является константой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и характера активности поверхности. Принято считать, что исходная смачиваемость природных минералов по параметру M не ниже 0,7 доли ед., то есть они преимущественно хорошо смачиваются водой и не смачиваются углеводородами. Так, в водной части пласта терригенные породы имеют смачиваемость 0,98, а карбонатные соответственно 0,76 доли ед. В процессе заполнения ловушки и длительного во времени формирования нефтяной залежи при высоких горном и поровом давлениях происходит разрыв пленки остаточной реликтовой воды в порах и адсорбция активных полярных компонентов на поверхности минералов. Возникает, так называемая, исходная смачиваемость коллектора, которая задается комплексом природных факторов: тектоническими, термодинамическими параметрами, минерализацией воды, газовым фактором, активностью нефти и др. Природная смачиваемость коллектора фильная или преимущественно гидрофобная.

После вскрытия и разработки залежи методом заводнения нарушается исходное равновесное состояние пластовой системы и смачиваемость пород будет видоизменяться. Если учесть, что основной отбор зерна проводится на первой стадии разработки залежи, то смачиваемость пород, которую мы исследуем в лаборатории, можно отнести к начальной или близкой к природной пластовой смачиваемости. Следует отметить, что для любой поверхности энергетически выгодным является процесс однонаправленной самопроизвольной гидрофобизации поверхности, который приводит к минимизации удельной поверхностной энергии минералов. Это объясняется тем, что для перевода, например, гидрофобной поверхности в гидрофильную необходимо затратить достаточно большую энергию для разрушения и деструкции адсорбционного слоя на поверхности минералов. Например, для получения предельно гидрофильной поверхности ($M=0,98$ д.ед.) необходимо нагреть горную породу до 350 градусов [4].

В работе на представительном статистическом материале (4000 образцов) проведен анализ изменения смачиваемости по ОСТу пород-коллекторов основных нефтяных месторождений Пермского края, приведены средние данные по смачиваемости пород-коллекторов 55 нефтяных месторождений, ранжированных по основным крупным тектоническим структурам. Анализ показывает, что показатель M изменяется от 0,173 до 0,397 доли ед. Смачиваемость терригенных и карбонатных пород всегда отличается, причем в терригенных она преимущественно выше на 28,5 % за счет более высокой исходной гидрофильности породообразующих минералов кварца и алюмосиликатов.

Кроме того, работе рассмотрен механизм формирования гидрофобных пород. Существенную роль при этом оказывают структурные свойства коллектора. Наличие нефти в той или иной части пласта обуславливается и регулируется капиллярным давлением, которое по формуле Лапласа является функцией от радиуса поровых каналов. Чем меньше сечение канала, тем выше капиллярный барьер и ниже вероятность аккумуляции углеводородов в тонкопоровой части коллектора. Это подтверждается наличием минимального или критического радиуса, который разделяет все породы по смачиваемости на гидрофобные и гидрофильные. Влияние структуры не ограничивается только средним радиусом каналов. Как показывают специальные исследования терригенных пород методом лазерной гранулометрии, смачиваемость зависит от соотношения мелкозернистой и крупнозернистой фракций терригенных пород и количества остаточной водонасыщенности в коллекторе. Рост мелкодисперсной фракции ведет к увеличению фильности, а крупнозернистой, наоборот, к увеличению фобности коллектора. В свою очередь, остаточная вода выступает в роли экранирующего слоя, снижение количества которого приводит к увеличению адсорбции компонентов нефти и гидрофобизации поверхности. Дополнительным параметром, влияющим на смачиваемость, является коэффициент неоднородности структуры. С увеличением неоднородности микроструктуры пород гидрофобность нелинейно возрастает.

Для анализа распределения гидрофильных и гидрофобных пород по нефтяным месторождениям была впервые построена карта показателя смачиваемости и проведено 3d-моделирование изосмачиваемости продуктивных площадей с использованием пакета S-PLUS-2000Professional.

Анализ промысловой информации показал, что текущий КИН напрямую связан с показателем смачиваемости залежей нефти. Это обусловлено тем, что смачиваемость является комплексной функцией, учитывающей весь спектр ФЕС-параметров коллекторов, распределение их в объеме пласта и реологию

флюидов. Отсюда текущая смачиваемость может использоваться в качестве дополнительного прогнозного параметра при извлечении нефти. Поэтому анализ и учет смачиваемости при гидродинамическом моделировании и разработке залежей является актуальной задачей, требующей дальнейших всесторонних исследований.

Выводы

На представительном статистическом материале проведен анализ смачиваемости пород по основным нефтегазодобывающим районам Пермского края.

Получено, что смачиваемость поверхности является сложной комплексной функцией структурных характеристик коллектора и физико-химических свойств нефти и остаточной воды.

Установлено, что средняя смачиваемость продуктивных пород по 55 месторождениям составляет 0,271 доли ед., что характеризует их как преимущественно гидрофобные системы. Сравнение терригенных и карбонатных отложений показывает, что первые обладают более высокими значениями показателя смачиваемости (0,307 против 0,239) за счет высокой исходной гидрофильности песчано-алевритовых пород.

Установлен механизм увеличения гидрофобности пород при разработке залежей, который обусловлен адсорбцией асфальтено-смолистых веществ с образованием граничных слоев сложной структуры.

По данным анализа кернa проведено 3d- моделирование изменения смачиваемости терригенных и карбонатных пород по площади крупных тектонических структур Пермского края и построены объемные поверхности распределения смачиваемости продуктивных объектов.

Установлено, что показатель смачиваемости поверхности и текущий КИН находятся в пропорциональной зависимости. Показано, чем выше гидрофобность пород, тем ниже показатели разработки залежей.

Разработанная методика комплексного анализа смачиваемости пород-коллекторов может быть использована при создании и корректировке постоянно действующих фильтрационных гидродинамических моделей объектов разработки и добычи нефти.

Литература

1. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Pt 6. The Effects of Wettability on Waterflooding // JPT, 1987. – № 12. – pp. 1605–1619.
2. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Микроструктурная смачиваемость и ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. – М.: Нефтегаз International, 2009. – С. 8 – 11.
3. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. – М., 1985. – 18 с.
4. Тутьбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 200 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. ТПУ: от лучших практик в стране к лучшим университетам в мире.....	25
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов – современный институт с вековыми традициями.....	32
Васильев Б.Д. К 150-летию академика В.А. Обручева.....	35
Шалдыбин М.В. К 130-летию первого академика Сибири М.А. Усова – первого выпускника горных инженеров томского политехнического института (университета), основателя сибирской горно-геологической школы.....	40
Секция 1. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ	
Барабашева Е.Е., Стасенко С.И. Классификации карстовых пещер и полостей на примере объектов Забайкальского края Байкало-Становой спелеологической страны.....	44
Бондарь О.В., Соломко К.В. Некоторые представители рода <i>Augila</i> из миоценовых отложений южной Украины.....	45
Горбатов А.А. Уточнение обстановок седиментации для корреляции разрезов скважин (на примере группы пластов АС юго-западной части Сургутского свода).....	48
Журавлева А.А., Новикова Е.М., Семенов Д.В. Распределение структурно-вещественных комплексов пород при столкновении и скупивании тектонических плит (на примере Магистрально-Николаевского траверса Татарского антиклинория Енисейского кряжа).....	50
Зайчикова Е.В. Биостратиграфия абалакской свиты (верхи бата - верхняя юра) Шаимского нефтегазоносного района по фораминиферам.....	51
Казак А.К. Состав и происхождение кластических отложений молассы начальной стадии поздневендского орогенеза (Бирюсинское присаянье).....	53
Камалова Р.Р. Проблематичные образования в триасовых отложениях центральной части Каспийского моря.....	55
Колдибеков О.Я. Особенности стратиграфических исследований горнорудных районов западного сектора южного Тянь-Шаня.....	56
Курбатов Д.В. Верхнемеловые морские ежи рода <i>Echinocogys</i> Самарской области.....	58
Маликов Д.Г. Экосистемный анализ позднеплейстоценовой териофауны комплекса местонахождений у с. Новосёлово (Красноярский край).....	59
Михайленко Ю.В. О первой находке пластовых строматолитов <i>Stratifera</i> sp. в карбонатно-терригенных отложениях каруярвинской свиты полуострова Среднего (северное побережье Кольского полуострова).....	61
Нетёсова К.А. Ботовская пещера - уникальное природное образование.....	63
Понамаренко М.А. Археоциаты усинской свиты Батеневского кряжа.....	65
Старин Д.А. Стратиграфическое значение моллюсков сартаганских слоев Керченского полуострова (средний миоцен, Украина).....	67
Стержанова У.А. Литолого-фациальные особенности бейской свиты.....	69
Тик И.А. Анализ данных о гляциологических событиях позднего плейстоцена на территории севера Западной Сибири.....	70
Цыганков А.О. Представители отряда Proboscidea в плейстоцен-голоценовое время на территории Беларуси.....	72
Секция 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ	
Кучеренко И.В. Геологические проблемы гидротермального рудообразования.....	74
Гольцова Ю.В., Лобов Д.Д. Ю.А. Кузнецов – крупнейший геолог и петрограф, создатель учения о магматических формациях, исследователь геологии и металлогении магматических формаций Сибири.....	78
Абрамова В.А., Будяк А.Е., Мельников В.А. К проблеме образования техногенных минералов в зоне гипергенеза рудных месторождений.....	80
Астахова А.А. Условия формирования омчакской свиты как составляющей части верхнепермских вулканогенно-осадочных отложений Аян-Юрхского антиклинория Яно-Колымской складчатой области.....	81
Ахиярова А.В., Кузнецова В.Г. Минералого-петрографические типы графитсодержащих пород проявления «Чебере».....	83
Барабашева Е.Е., Плотнокова В.А. Планетарные биотические кризисы как результат геохимических инверсий.....	85

Батсуурь Ж. Петрография вмещающих пород Тулинского гранитоидного массива (Монголия).....	86
Белоконов Г.В. Золотоносные гидротермалиты месторождения «Золотое» (Енисейский край).....	87
Волкова М.Г. Минералого-петрографические особенности пород и руд золото-уранового месторождения Хадатканда (Кодаро-Удоканский прогиб, Северное Забайкалье).....	89
Воробьев В.В., Королёв Э.А., Осин Ю.Н. Микроминеральные ассоциации доломитовых метасоматитов, развивающихся по известнякам каменноугольного возраста.....	91
О. Галнэмэх Минералогические и геохимические особенности карбонатитовых месторождений Монголии.....	93
Гантман А.А. Типоморфные особенности полевого шпата и граната из слюдоносных пегматитов (проявление «Бодонч», Монгольский Алтай).....	94
Гарипова Ю.И., Будкевич Т.Т. Литологические особенности сульфатно-карбонатных пород кунгурского яруса на юго-востоке Республики Татарстан.....	96
Герасимов В.К. Особенности состава граната и турмалина внутригранитных пегматитов Туркестанского хребта (Киргизия).....	97
Гольцова Ю.В., Лобов Д.Д., Ю.А. Кузнецов – крупнейший геолог и петрограф, создатель учения о магматических формациях, исследователь геологии и металлогении магматических формаций Сибири.....	98
Горчаков О.А. Компьютерное моделирование гипергенного преобразования рудных минералов в отвальных хвостах «Солнечного Гока» (Комсомольский район).....	100
Гуммер К.И. Петроструктурные особенности оливина в дунитах Агардагского массива (ЮВ Тыва).....	101
Долгов И.В. Куприт зоны окисления Рубцовского колчеданно-полиметаллического месторождения (Рудный Алтай).....	103
Дугарова Н.А. Оценка рудоносного потенциала хромитовой зоны горы «Бархатной» (Кузнецкий Алатау).....	104
Зенина К.С. Особенности минерального состава эпидот-кварцевых метасоматитов Цахириноского редкометалльного проявления (Западная Монголия).....	106
Иванов М.В. Ртуть в донных осадках котловины Дерюгина и прилегающей части Охотского моря.....	108
Исаева Е.Р. Постседиментационные преобразования нефтегазоносных отложений и методы их изучения.....	110
Карпова Н.Н. Определение вещественного состава карбонатных пород-коллекторов методом инфракрасной спектроскопии.....	112
Кемкин И.И., Горчаков О.А. Минералогия олово-сульфидных руд месторождений Комсомольского района.....	114
Кичеева А.В. Пластические деформации гарцбургитов Эргакского хромитоносного массива (Западный Саян).....	116
Кокшина Л.В. Аутигенные карбонаты в девонских петрокластических граувакках Магнитогорской мегазоны (Южный Урал).....	118
Коновалова С.П., Мещерякова А.С. Выявление причин снижения устойчивости отложений разведочной свиты Норильского рудного района.....	120
Королев М.А., Гордеев А.С., Игуменцева М.А. Минеральные примеси в кварце различных природных типов.....	122
Лобастов Б.М. Разнообразие горных пород в убранстве города Красноярска.....	124
Мельников В.А. Геохимические характеристики золото-уранового месторождения Хадатканда (Кодаро-Удоканская структурно-формационная зона).....	126
Нарькова Ю.О. Высокощелочные разновидности траппов среди магматитов юга Сибирской платформы.....	127
Нестерова О.В. Петроструктурный анализ дунита Оспинского массива (ЮВ Восточного Саяна).....	129
Николаева В.М., Королёв Э.А., Шиловский О.П. Редкоземельная минерализация пиритовых конкреций в отложениях среднеюрского возраста Татарстана.....	130
Осадчий В.К. Минеральный состав, морфология и структура уролитов (мочевых камней).....	132
Ощепкова А.В. Расчет минерального состава донных отложений озера Байкал по петрохимическому составу.....	134
Пешков А.А. Геохимические особенности гранитов и пегматитов Дунгурхинского массива Западной Монголии.....	136
Понамаренко М.А., Хмелев М.С. Петрографическая характеристика пород Симплонского туннеля в Альпах.....	137
Пономарева А.В. Вещественный состав фосфатоносных отложений Чулактаусской свиты (Каратаусский бассейн, Республика Казахстан).....	139
Рахимов И.Р. Интрузивный магматизм основного состава Магнитогорской мегазоны переходной эпохи от мягкой к жёсткой коллизии.....	141

Сафаралиев Н.С., Файзиев А.Р. Минералого-геохимические особенности образования магнетитовых руд скарново-железородного месторождения «Шожадамбулак».....	142
Сафаралиев Н.С. Термобарогеохимические условия образования друзовидного кварца железородного месторождения «Шожадамбулак».....	144
Скарговский А.Л. Предварительные результаты изучения тектонитов (Енисейский кряж).....	146
Токарева Е.В. Агатовая минерализация базитов Южно-Кузбасского магматического ареала.....	148
Турсынулы Е., Слюсарев А.П., Бекенова Г.К. Кристаллохимические особенности кальциевых разновидностей эльпидита из Верхнеэспинского месторождения (Восточный Казахстан).....	149
Файзиев Ф.А. Типоморфные особенности блеклых руд на олово-серебро-полиметаллическом месторождении «Мирхант» (Центральный Таджикистан).....	151
Черданцева Д.А. Литологические и петрофизические исследования латеральной неоднородности в коллекторах пласта Ю ₁ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.....	153
Чикишева Т.А. Минералогический анализ рыхлых отложений при поисках коренных источников платиноидов на массиве «Кондер».....	155
Шапошникова С.В. Геохимия Se и Te в рудах месторождения «Кочбулак».....	156
Юренков Е.Г. Геохимическая модель локализации медно-никелевого оруденения в Мэдэском массиве гипербазитов (Восточный Саян).....	158
Юричев А.Н. Хромититы Агардагского ультрамафитового массива (Республика Тыва).....	160
Юрова П.И. Особенности химического состава биотита пегматитов редкометалльной и слюдоносной формации (Монгольский Алтай).....	162
Ялышева А.И. Постседиментационные (хемогенные) микротекстуры кластогенного кварца рифейских песчаников Башкирского мегантиклинория (Южный Урал).....	163
Ярцева Т.А. Вертикальная минералого-геохимическая зональность соленосной толщи на восточном фланге Гремячинского месторождения калийных солей (Волгоградская область).....	165

**Секция 3. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ**

Ворошилов В.Г. Современные методы исследования рудогенных геохимических полей.....	168
Степаненко К.Ю., Маськов А.А. К юбилею Н.Н. Урванцева – исследователя геологии Таймыра, Северной Земли и севера Сибирской платформы.....	170
Аксенов С.Н. Геохимическая зональность участка детализации в пределах топольнинского золоторудного поля (Алтайский край).....	171
Алексеев А.С. Особенности железного оруденения оломонской провинции. Сравнительная характеристика Верхне-Оломонского месторождения и рудных полей провинции (Магаданская область).....	174
Байпишева Д.С. Вещественный состав руд месторождения «Инкай» (Шу-Сарысуйская урановорудная провинция).....	176
Гарибмахмадова С.Н. Элементы примеси в кварце и аметисте месторождения «Сельбур» (Южный Гиссар, Таджикистан).....	179
Дёмина О.И., Шестаков С.А., Паршин А.В. Новые способы пространственного моделирования месторождений кварцевого сырья Восточного Саяна.....	181
Евстратов А.А., Проценко Е.В. Структурно-тектоническое строение глубоких горизонтов осадочного чехла Накынского кимберлитового поля (Западная Якутия).....	182
Есимбеков А.С. Особенности геологического строения и методика прогнозирования месторождений «Олимпик-Дам» (Австралия) и «Макартур Ривер» (Канада).....	184
Жанибеков Б.О. Геодинамика формирования и структурная позиция золотого оруденения в Тамдытау-Бельтауском рудном районе.....	186
Карепина К.В. Литолого-фациальные особенности Бакчарского узла на основе интерпретации геофизических данных.....	188
Кембаев М.К. Марганценозные формации Западного Казахстана.....	190
Когут Ф.М. Геохимическая зональность и кольцевые структуры рудного поля Огонер (Магаданская область).....	192
Колесник В.П. Диагностика дизъюнктивных дислокаций методами наземной геохимической съемки.....	194
Корчагин А.Г. Холболок-Урагинское проявление апатита как представитель нового геолого-промышленного типа.....	195
Котляров И.Д. Классификация запасов и прогнозных ресурсов полезных ископаемых как инструмент принятия решений в сфере недропользования.....	196
Краморенко С.В. Радиологическая характеристика рудоносных отложений хиагдинского рудного района на примере месторождения «Дыбрын» (Республика Бурятия).....	198
Кушиев А.А. Генетические типы и микротвердость пиритов медноколчеданного месторождения «Кизил-Дере» (Горный Дагестан).....	200
Логвиненко О.В. Стадийность минералообразования Топольнинского рудного поля (Горный Алтай).....	201

Маматов Д.А. Рудно-магматическая система Зиатдинского горного поднятия (Тянь-Шань, Узбекистан).....	203
Маслова О.А. Структурные особенности Албазинского месторождения (Хабаровский край).....	205
Мухидаева Е.Ю. Поисковые критерии золото-сульфидного оруденения участка «Встречного» (Приморье).....	207
Мячин А.А. Оценка состава и процессов образования руд Зареченского месторождения методами многомерной прикладной статистики.....	209
Осипова К.В. Вещественный состав руд месторождения «Пионер».....	211
Печерин В.Н., Устюгова К.С. Россыпная золотоносность ручья Естошор (Полярный Урал) и перспективы промышленного освоения.....	212
Разва О.С. Структурные особенности Чингасанского рудного узла (Енисейский край).....	214
Рахимов И.Р. Рудные полезные ископаемые пермской системы Приуралья Республики Башкортостан.....	216
Рудмин М.А. Фациальные особенности рудовмещающих горизонтов Бакчарского месторождения... ..	218
Столяров В.В. Распределение серебра во вторичных ореолах рассеяния северного фланга Тырныаузского рудного поля.....	220
Фролова А.В., Кузьмина О.Н. Некоторые минералогические критерии поиска месторождений редких металлов (Восточный Казахстан).....	222
Хоанг Зыонг Хуан Обзор о нефти, месторождениях, проблеме добычи и переработки нефти во Вьетнаме.....	224
Хошжанова К.К., Кабулов А. Геолого-структурные позиции эндогенных рудных месторождений Узбекистана.....	226

Секция 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.

Запывалов Н.П. Наложённый метасоматоз: природные и техногенные наноэффекты.....	228
Бердина Е.И. Профессор Коровин М.К. – геолог, педагог, организатор, основоположник научного обоснования нефтегазоносности Западно-Сибирского региона (к 130-летию со дня рождения М.К. Коровина).....	231
Гущина А.А. Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты в трудах М.А. Усова и его учеников.....	233
Алексашова Г.А., Абукова Л.А. Особенности литологического строения Чайкинского поднятия, приуроченного к юго-восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы.....	235
Аль-Вахайби А.С. Геология и нефтеносность соляных бассейнов Фахуд и Габа (Оман).....	237
Баркалова А.М., Панова Е.В. Выявление закономерностей распространения коллекторов и флюидоупоров в пласте Ю ₁ ³ н на Мыльджинском газоконденсатнефтежном месторождении (Томская область).....	238
Бешлеев С.Х. Особенности строения и нефтегазоносность отложений горизонта Ю ₁ на Западно-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).....	241
Боднарчук В.С. Перспективы поисков и разведки газа из нетрадиционных коллекторов нижнего мела Западноукраинского битумо-нефтегазаносного региона.....	243
Буй Кхак Хунг. Новый взгляд на природу коллекторов в гранитах месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам).....	245
Буй Тхи Нган. Уточнение модели залежи и пересчет запасов северного блока месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам).....	247
Быстриченко М.Г., Деулина У.В. Геохимия подземных вод Сургутского района.....	250
Бу Тхуй Нган. Состав ароматических углеводородов в нефтях палеозойских отложений юго-востока Западной Сибири.....	254
Габбасова А.К. Сероводородсодержащие газы нефтяных месторождений Западного Казахстана и проблемы экологической защиты.....	256
Габова К.В. Сравнительная петрографическая характеристика пластов Ю ₁ ¹ и Ю ₁ ² на примере нефтегазоконденсатного месторождения юго-восточной части Нюрольской впадины (Томская область).....	257
Гавтадзе И.Д. Выявление генезиса осадков по данным макроскопического описания и гранулометрического анализа (пласт Ю ₂ Восточно-Русского лицензионного участка, Западная Сибирь).....	259
Гасымов С.Г. Состав и генезис нижнемеловых отложений мегнионской свиты (на примере пласта БТ ₁₀ Ханчейского месторождения).....	262
Горева А.В. Гидрогеологические условия палеозойского комплекса Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.....	264
Гумерова А.А. Новые вопросы к сложившимся представлениям о формировании отложений баженовской свиты.....	266
Дадакин Н.М. Гранулометрические данные по вмещающим битумы породам Зазинской впадины.....	268

Драванте В.В. Формирование залежей углеводородного сырья в пласте Б ₁ Среднеботуобинского месторождения.....	270
Каминский Е.Ю. Состояние изученности стратиграфии и источники углеводородов глубинного палеозойского комплекса юго-востока Западной Сибири на территории Томской области.....	271
Каминский Е.Ю. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов доюрского фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты по результатам параметрического бурения (Томская область).....	273
Коваленко С.А. Литолого-петрографическое и геохимическое исследование пород доюрских комплексов Рогожниковского месторождения (Западная Сибирь) для выяснения источника углеводородов.....	275
Ковешников А.Е., Буй А.А., Речинская В.И. Влияние тектонической истории Западно-Сибирской геосинеклизы на формирование в известняках палеозойского возраста месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического типа.....	277
Ковешников А.Е., Нестерова А.С., Сидоров Е.Ю. Стадиально-эпигенетические преобразования палеозойских отложений Чузиско-Чижапской зоны нефтегазонакопления.....	279
Ковешников А.Е., Речинская В.И., Буй А.А. Мощность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы как основной критерий оценки перспектив возникновения месторождений нефти и газа трещинно-метасоматического типа.....	281
Ковешников А.Е., Сидоров Е.Ю., Нестерова А.С. Месторождения нефти и газа гидротермального генезиса в палеозойских отложениях Чузиско-Чижапской зоны нефтегазонакопления.....	284
Ковешников А.Е., Сидоров Е.Ю., Нестерова А.С. Наложенно-эпигенетические преобразования палеозойских отложений Чузиско-Чижапской зоны нефтегазонакопления.....	286
Колесов В.А., Крикотин А.С. Расчет коэффициента водонасыщенности и индекса смачиваемости пород с использованием данных ртутной порометрии.....	288
Костерова О.Н. Эколого-геохимическое состояние поверхностных вод на территории Галяновского месторождения.....	290
Ларина Е.П. Стратиграфия продуктивных отложений юры и палеозоя лицензионного участка №52 на примере месторождения К.....	292
Леконцева А.А. Исследование геолого-промысловых параметров пласта БС ₁₀ Южно-Балькского месторождения.....	294
Лемешко М.Н. Литолого-петрографические особенности и условия формирования усть-кутского горизонта в юго-западной части Непского свода.....	296
Мальцева И.О. Геологическое обоснование реализуемой системы разработки пласта БС ₄₋₅ Приразломного месторождения и оценка эффективности ее применения.....	298
Мамадалиев А.Н. Фациальная характеристика и гранулометрический состав песчано-алевритовых пород пласта БС ₁₀ ⁰ (на примере Северо-Конитлорского нефтяного месторождения).....	300
Мельников И.Ю. К вопросу о происхождении нефтей доюрского комплекса пород Ханты-Мансийского месторождения.....	302
Наджаф-Кулиева В.М., Султанов Л.А. Закономерности изменения физических свойств пород по разрезам геологических структур Среднекуринской впадины.....	304
Назаров Д.В., Тепляшин Т.М. Анализ данных ртутной порометрии образцов керн из терригенного коллектора Восточной Сибири.....	305
Нгуен Минь Хоа. Оценка влияния палеотектоники на формирование залежей нефти на месторождении «Дракон» (Вьетнам).....	307
Нгуен Минь Хоа. Условия образования трещиноватых коллекторов в эффузивных породах, вмещающих залежи нефти на месторождении «Дракон» (Вьетнам).....	309
Нехаев А.А. Выявление структурно-тектонических критериев нефтегазоносности на базе полевых исследований блока «Лали» (провинция Дезфул, Иран).....	311
Николаева Л.А. Определение насыщения пласта DIV Гусихинской структуры методом интерпретации палеток флюидных коэффициентов.....	313
Пеньковая О.В. Дополнительные перспективы поисков нефти и газа в западной (Присахалинской) части Охотского моря.....	315
Попов С.Н. Геохимические и геомеханические эффекты, возникающие при взаимодействии пластовых и нагнетаемых вод с трещинными карбонатными коллекторами.....	317
Пракойо Ф.С. Коллекторские свойства продуктивных пластов нефтегазовых месторождений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.....	318
Прилуцкая Д.И. Современное состояние сырьевой базы нефтяной промышленности Республики Беларусь.....	321
Семин А.С. Результаты детального описания керн и шлама пласта DIV Гусихинской структуры.....	322
Спикин М.А., Поздняков В.А., Худяков С.С. Современные геоинформационные технологии доступа и управления данными при поисково-разведочных работах.....	324
Тарасова Е.В. Геологическое строение и условия формирования отложений надугольной толщи Болтного нефтяного месторождения (Томской области).....	326
Тухватуллина А.З., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н. Изучение механизмов формирования нефтяных залежей в карбонатных пластах Республики Татарстан.....	329

Федоров Г.А., Константинов С.А. Прогноз нефтегазоносности и оценка фазового насыщения терригенных и карбонатных коллекторов по геохимическим данным.....	331
Цветкова Н.Л., Хахулина М.В. Нефтегазоносность подсолевых отложений впадины Мексиканского залива.....	332
Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири.....	334
Шарун К.И. Условия образования продуктивного горизонта Ю ₁ на Западно-Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении.....	336
Шелегин А.С. Процессы саморганизации нефтяных месторождений.....	337
Шенделева К.В. Влияние литологических параметров пласта АС ₁₂ одного из месторождений Широного Приобья на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.....	340
Шокуров Е.И., Климов Н.П. Девонские грабенообразные прогибы и их значение при поисках нефти и газа в Самарском Поволжье.....	342
Шпиндлер А.А. Оценка проницаемости разрывных нарушений одного из месторождений Томской области.....	344
Яшин И.А. Литологические особенности слабопроницаемых пород-коллекторов в отложениях межсолевого комплекса верхнего девона Центрального структурного района Припятского прогиба (Беларусь).....	346

Секция 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ, ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Тихонова Сах. А., Тихонова Св. А. К 110 – летию со дня рождения профессора Д.С. Микова, основателя Сибирской геофизической школы.....	348
Адильбеков А. С., Кудинов Ф. Г. Геолого-геофизические особенности гигантских нефтяных месторождений.....	349
Андриянов В. А. Палеотемпературные условия генерации Тогурских и Баженовских нефтей на фестивальном поднятии (Томская область).....	351
Амани Мангуа Марк Геофизические методы при изучении геологического строения Игольско-Талового месторождения нефти.....	353
Бешлеев С. Х. Результаты трехмерного гравитационного моделирования соленосных отложений на одном из участков Прикаспийской впадины.....	355
Богомолов А. В., Караев А. Ю. Физико-геологическая модель золото-кварц-сульфидного месторождения Тындинского района Амурской области.....	357
Бурков Ф.А. Баженовская свита как объект для решения геолого-генетических проблем геофизическими методами.....	359
Буй Кхак Хунг Влияние четвертичного похолодания в северных районах Томской области на палеотемпературы нефтематеринской Баженовской свиты.....	361
Вергунов Л. В. Особенности моделирования техногенных изменений силы тяжести при освоении угольных месторождений Кузбасса.....	363
Власова А. В. Тепловой поток Ньюрольской мегавпадины.....	365
Галонюк А. В. Геофизическая характеристика пласта М1 в доюрских толжениях Арчинского газонефтяного месторождения.....	367
Губанова М. А. Реологическое районирование земной коры и верхней мантии по распределению магнитуд землетрясений.....	369
Ируцкая А. Е. Физико-геологическое моделирование продуктивной части разреза Собинского нефтегазоконденсатного месторождения.....	371
Карамергенов Ж. Ж. Интерпретация сейсмических данных на месторождениях углеводородов Казахстана.....	373
Карсенов Т. А., Пайдин М. О. Исключение аномалий техногенного происхождения при обработке данных аэромагниторазведки.....	374
Ковалёв И. Б., Тенгелиди Д. И. Применение магниторазведки для поисков зон повышенной трещиноватости в осадочно-терригенных толщах при инженерно-геологических изысканиях.....	376
Колмаков А. Ю. Радиогеохимическая специализация углеродистых пород Баженовской свиты.....	378
Кондратьев И. С. Результаты анализа геофизических исследований скважин Приобского нефтяного месторождения.....	380
Корчагин А. Г. Холболок-Урагинское проявление апатита как представитель нового геолого-промышленного типа.....	382
Крылевская А. Н. Алгоритмы построения сейсмических изображений геологической среды при инженерных изысканиях.....	383
Курашов И. А. Снижение размера бина при построении сейсмических изображений в ходе полевых работ и обработки данных.....	385
Минеев Г. И. Рентгенрадиометрический анализ качества углей.....	387
Мохаммед Атеф Эльсайед Возможности электрорастворочной томографии методом ВП при изучении золоторудных месторождений.....	389

Нгуен Хьу Бинь Пористость и проницаемость нефтяных коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр.....	390
Окс Л. С. Применение комплексной интерпретации данных ГИС для определения литологической характеристики сложнопостроенных карбонатных коллекторов на примере одного из месторождений Тимано-Печорской провинции.....	392
Переволоцкая Я. А. Особенности параметров и результатов различных методик сейсмических съёмок на Ветхинско-Некрасовском участке Припятского прогиба	394
Портнягин А. С. Метод получения гидратов природного газа в термобарических условиях шельфовой зоны северных морей.....	396
Расторгуева А. О. Геолого-геофизические особенности Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения	397
Саурыков Ж. Ж. Современное состояние методики гравиметрических съёмок для поисков месторождений углеводородов на территории Казахстана.....	399
Турбекова Д. Н., Усенова А. Б. Многокомпонентная сейсморазведка 4С	400
Федоренко Д. В. Оценка погрешностей расчетов ортогональных функций при трансформациях гравитационных и магнитных аномалий.....	401
Шарафиев Д. М., Шарафиев И. М. Анализ структуры и природы аномалий магнитного поля на примере одного из участков Васильевского золоторудного узла (Бодайбинский район, Иркутская область).....	404
Шатская А. А. Изучение влияния трещиноватости коллектора на амплитудный спектр сейсмического сигнала на основе математического моделирования.....	406
Яковенко О. В., Меркулов В. П. Анализ эффективности интерпретационных атрибутов от частоты сейсмических сигналов по данным моделирования	409

Секция 6. ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.

Попов В.К. Роль гидрогеологии в решении проблем водопользования в современных условиях....	412
Андрианова К.А. Особенности грунтовых условий микрорайона Новоильинка г. Новокузнецка.....	413
Балобаненко А.А. Закономерности уровня режима подземных вод верхней гидродинамической зоны юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.....	415
Буняк О.А. Гидродинамический режим понтического водоносного горизонта на территории Одессы и ротационная динамика.....	416
Вагина М.Г. Гидрогеология Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения и граничных площадей.....	417
Валитова К.П. Физико-механические свойства скальных грунтов территории железорудного месторождения «Таежное» (Республика Саха).....	419
Гагарин А.Ю. Влияние Куйбышевского водохранилища на инженерно-геологические процессы в Зеленодольском районе Татарстана.....	421
Гладкова А.А., Панова К.А. Об изменении химического состава шахтных вод шахты «Комиссаровская» в Восточном Донбассе.....	422
Данзанова М.В. Влияния прокладки дорог на гидрогеохимическую обстановку г. Якутска.....	424
Драчев С.С. Родники, как базовая основа экологического мониторинга.....	425
Иваненко В.В. Подверженность территории площадок Советского нефтяного месторождения опасным природным процессам.....	427
Исайкина А.О. Физико-механические свойства грунтов объекта «Технопарк» г.Красноярск.....	429
Каминская Я.В. Характеристика деформационных свойств грунтов участка по ул. Нефтяной (г. Томск).....	431
Колтунов Н.В. Физико-механические характеристики мело-мергельных пород Белгородской и Воронежской областей.....	433
Кувшинова Е.В. Оценка влияния открытой разработки Бачатского угольного месторождения и эксплуатации подземных водозаборов на водопользование в бассейне реки Бачат.....	435
Кузьменко И.Ю., Киселева О.В. Особенности инженерно-геологических изысканий на территориях распространения просадочных грунтов.....	435
Кулешов А.П. Сравнительный анализ различных методов расчета напряженно-деформированного состояния грунтовых оснований.....	437
Кулешов А.П. Мониторинг деформаций исторических сооружений после укрепления основания методом инъектирования.....	441
Куприянов Е.А. Внутригодовое распределение водного стока правых притоков р. Томи – рек Мостовки, Камышки, Черной и Шишкобойки.....	441
Курбатова Е.А. Инженерно-экологическая оценка территории с развитием лёссовых грунтов объекта «Красноярский технопарк».....	443
Лагунова С.А. Мерзлотно-гидрогеологические условия Хиагдинского месторождения урана (Республика Бурятия).....	445
Левак Ю.Ю. Химический состав и бальнеологическая ценность минеральной воды «Чажемто».....	446

Левченко Д.Ю. Динамика содержания радона в подземных водах и сейсмическая активность республики Хакасия.....	448
Лобанова А.А. Районирование территории микрорайона Солонцы по просадочности грунтовых толщ (г. Красноярск).....	449
Лошншаков Г.С., Усманова А.М., Аузина Л.И. Характеристика гидрогеологических структур Тункинской ветви Байкальской рифтовой зоны.....	451
Лыскова Л.В. Рекомендации по организации мониторинга подземных вод на территории проектируемого строительства Воронежской атомной станции теплоснабжения.....	453
Лыскова Л.В. Гидрогеоэкологическая оценка и мониторинг состояния подземных вод на территории Воронежской области.....	455
Мартыненко М.С. Особенности инженерно-геологических условий хромитовых месторождений Полярного Урала.....	457
Молокова Л.Л. Физико-механические свойства искусственных грунтов ТЭЦ-5 (г. Новосибирск).....	459
Мурашкин А.И. Геотехнический мониторинг оснований объектов в зоне вечномерзлых и оттаивающих грунтов.....	461
Пинкевич М.Н. Поиски источников водоснабжения в трещиноватых породах Енисейского кряжа..	462
Покровский В.Д. Построение карты дренированности для оценки степени потенциальной подтопленности территории г. Томска.....	463
Пургина Д.В. Гидрогеологические условия ш. Алексиевская, расчет водопонижения.....	464
Рипенко К.С. Особенности организации мониторинга оврагов в микрорайоне Каштак г.Томска.....	467
Рудчик С.В. Проблемы строительства крупных жилых комплексов (на примере г.Воронежа).....	469
Сарычева Е.В. Гидрогеологические особенности разреза Южно-Тунгусской нефтегазоносной области.....	470
Семенова М.М. Криогенные процессы на территории железорудного месторождения «Таежное» (Республика Саха).....	472
Тактуев Е.М., Ковязин И.Г. Инженерно-геологическая модель г. Ханты-Мансийска.....	474
Тетюхин В.В. Захоронение дренажных вод в коллекторские геологические структуры в условиях вечной мерзлоты.....	476
Усманов Р.М. Определение коэффициента переуплотнения глин Юрского периода и Татарского яруса на правом берегу р. Волги.....	477
Федорова Т.В. Проявление суффозионных процессов в г. Красноярске и их влияние на качество дорожных покрытий.....	478
Фи Х.Т. Использование метода многофакторного корреляционного анализа для прогноза оседания земной поверхности в городе Ханой (Вьетнам).....	480
Хасанова Р.Ш. Характеристика пучинистости грунтов на территории железорудного месторождения «Таежное» (Республика Саха).....	482
Хафизова К.И. Горно-гидрогеологические воздействия при закрытии шахт на геологическую среду Кузбасса.....	483
Чарыкова С.А., Богомолов С.А., Минькеева И.Н. Инженерно-геологические проблемы мелиорации территории Южной Молдавии.....	485
Чернийчук Г.А. Оценка устойчивости несвязных грунтов оснований дорожного полотна к циклическим нагрузкам.....	487
Чернышова З.В. Ведущая роль рифтогенеза в формировании структурно-гидрогеологических условий Байкальского региона.....	488
Чистохин А.С. Особенности формирования эксплуатационных запасов подземных вод Ведугинского месторождения подземных вод.....	490
Чуркин В.А. Об изменении химического состава подземных вод в Восточном Донбассе.....	491
Шигорина Е.Г. Результаты исследования анизотропии прочности вендских глин.....	493
Шрамок А.В., Верховых Ю.А. Влияние гранулометрического состава песчаных грунтов на их водопроницаемость (на примере грунтов г. Колпашево).....	494
Щекочихина Е.В., Кузьменко И.Ю., Степанова Е.А. Опыт прогноза подтопления лесовых территорий.....	496
Янников А.М. Закономерности изменчивости показателей физико-механических свойств четвертичных глинистых субаэральных отложений.....	498
Секция 7. ГИДРОГЕОХИМИЯ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЯ ЗЕМЛИ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГИДРОГЕОЭКОЛОГИИ	
Шварцев С.Л. В.И. Вернадский и пути развития гидрогеологии.....	500
Копылова Ю.Г., Хвашевская А.А., Гусева Н.В., Лукин А.А., Шварцев С.Л., Солдатова Е.А. Профессор Павел Афанасьевич Удодов и его ученики в становлении и развитии гидрогеохимических исследований в Сибири.....	502
Аксиненко К.Ю. Химический состав вод, используемых для питьевого водоснабжения с. Молчаново (Томская область).....	507
Алексеева М.Н., Ященко И.Г. Оценка объемов нефтезагрязнений рек в районах нефтедобычи с	509

использованием дистанционных данных	
Ахмед-Оглы К.В. Качество вод Обского болота у с. Мельниково (Томская область).....	511
Березикова Ю.С. Химический состав вод Бурейского водохранилища (Дальний Восток).....	512
Бондаренко Е.Н., Молоков В.Ю., Ролдугин В.В. Температурный режим подземных вод на НП ГМПВ «Северной» в г. Горно-Алтайске в период сейсмической активизации в Алтае-Саянском регионе.....	514
Быстриченко М.Г., Деулина У.В. Геохимия подземных вод Сургутского района.....	516
Вечканова Е.И. Гидрогеохимические условия Курганской области.....	518
Власов А.А., Петрова В.А. Использование геоинформационных систем для мониторинга поверхностных и подземных вод ОАО «Ковдорский горно-обогатительный комбинат».....	522
Горохова М.С. Водный период формирования человека.....	523
Гридасов А.Г. Качество подземных вод зоны активного водообмена в районе города Даугавпилс....	525
Дучко М.А. Распределение алканов в органическом веществе торфа разреза болота «Тёмное».....	527
Дучко М.А. Распределение кислородсодержащих соединений в органическом веществе торфа разреза болота Тёмное.....	529
Зиппа Е.В. Экологическое состояние района города Сочи в связи со строительством и эксплуатацией олимпийских объектов.....	531
Иванова Е.В. Влияние ландшафтно-геоморфологических условий на формирование химического состава озер Хакасии.....	533
Игнатова И.Ю., Кочеткова А.В. Особенности формирования химического состава грунтовых вод в Шахтинском и Белокалитвинском районах Восточного Донбасса.....	534
Камбалина М.Г., Малыгина В.В. Изучение форм миграции кремния в природных водах.....	536
Карманова К.И. Обзор природных условий и техногенной нагрузки на поверхностные воды Советского нефтегазового месторождения.....	538
Колесникова А.В. Химический состав воды озера «Пионерское».....	540
Колосов Р.А. Гидрохимический режим рек криолитозоны Среднесибирского плоскогорья.....	542
Колпакова М.Н. Химический состав содовых озер Западной Монголии.....	544
Колчогошева А.Н. Химический состав подземных вод в районе центра учебных геологических практик ТПУ.....	546
Кононова Ю.А. Химический состав вод Беловского водохранилища (Кузбасс).....	548
Костерова О.Н. Эколого-геохимическое состояние поверхностных вод на территории Галяновского месторождения.....	550
Крохта К.В. Коэффициенты обогащения микроэлементами поверхностных вод Черепановской площади (Западный Салаир).....	552
Курлянов Н.А., Нуртдинова Г.М., Фаттахов Б.Ф. Гидрогеохимия озер Приказанского района.....	554
Левина О.О. Эколого-геохимическое состояние природных вод на левом берегу р.Томи в пределах г.Томска.....	556
Ложникова О.А. Изучение условий формирования поверхностного стока бассейна реки Бакчар при инженерно-экологической оценке территории.....	558
Моисеева Ю.А. Оценка изменений гидроклиматических условий в районе с. Бакчар.....	561
Монахова Е.А. Исследование городской среды (г. Стрежевой) путем анализа состояния водных объектов по фитопланктону.....	563
Петрова П.И. Эколого-геохимическое состояние озера «Сенная курья».....	565
Радюк И.В. Гидрогеохимические особенности подземных вод водозабора города Бийска.....	567
Русинова А.М. Химический состав вод торфяной залежи болота «Темное» (Томский район).....	569
Сень Е.А., Шестаков С.А. Проектирование геоинформационного портала по данным экологического мониторинга озера Байкал.....	571
Сесь К.В. Растворимые органические вещества в водах торфяных залежей района оз. Мурашка (нижнее течение реки Томи).....	573
Сидкина Е.С. Химический состав рассолов подсолевой формации западной части Тунгусского артезианского бассейна.....	575
Скородулина М.В. Гидрогеохимические условия продуктивного пласта АВ ₆ Советского нефтяного месторождения (Томская область).....	577
Смирнова А.Ю. Геоэкологические условия и антропогенная нагрузка на территорию и водные ресурсы на примере Нижнедугинского месторождения Томской области.....	579
Солдатова Е.А., Гусева Н.В., Наймушина О.С. Химический состав природных вод района озера Поянху (Китай).....	580
Сохарева С.Ю. Гидрологический мониторинг и контроль качества поверхностных вод в зонах влияния трубопроводной системы на восточном побережье о.Сахалин.....	582
Файзрахманова З.Г. О влиянии почв на формирование химического состава подземных вод.....	584
Фунг Тхай Зьонг Методика исследования химического состава донных отложений протоки Хамлуонг – элемента дельты реки Меконг (Вьетнам).....	586
Хахалина Е.А. Химический и микробиологический состав водных объектов города Анжеро-Судженска (Кемеровская область).....	587
Хэ Чунью Химический состав подземных вод бассейна Датун.....	589
Царегородцева А.А., Шараев Р.Н. Гидрохимические аспекты зоны Дегтярского горнорудного	591

техногенеза.....	
Шабалина Ю.А. Экологическое состояние озер окрестностей города Томска.....	593
Шараев Р.Н., Царегородцева А.А. Формирование донных отложений в зоне влияния Дегтярского горнорудного техногенеза.....	595
Шестакова А.В. Химический состав подземных вод Томского района и перспективы их использования для питьевого водоснабжения.....	596

СЕКЦИЯ 8. КОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ. МЕТОДЫ. РЕЗУЛЬТАТЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ

Житков В.Г., Поцелуев А.А., Кринин В.А., Устинова В.Н., Ананьев Ю.С. Особенности геологического строения нефтегазоносных областей в материалах космических съемок (на примере Пур-Тазовской структуры).....	599
Абдулаев Р.К. Вклад томских ученых-политехников в освоение космоса	603
Аксенов С.Н., Столбова Н.Ф. Ванкорский метеорит и его загадка.....	605
Белякина М.А. Загадка Тунгусского феномена.....	607
Донг Ван Хоанг Гелий-3 – это энергия будущего.....	610
Еремьян Г.А. К. Э. Циолковский и советская наука - первопроходцы в исследовании космоса.....	612
Кайшибаева Д.К. Планета Венера - «Русская планета».....	618
Каминский Е.Ю. Гипотезы образования Патомского кратера.....	621
Каминский Е.Ю. Гипотезы увеличения объема Земли.....	624
Каминский Е.Ю. Кратеры, образовавшиеся в результате падения метеоритов как объекты поиска нефти и газа.....	625
Капустина А.А. Сравнительная характеристика геологического развития планеты Земля и других планет солнечной системы.....	627
Миронова Л.А. Первый человек в космосе – советский космонавт Юрий Алексеевич Гагарин.....	629
Симонова А.Ю., Земсков А.Н. Взаимосвязь газодинамических явлений в калийных рудниках с космогеологическими факторами.....	632
Тельнова А.В. Минералогический состав метеоритов.....	634
Турбекова Д.Н. Использование данных дистанционного зондирования Земли для поисков месторождений углеводородов.....	638

Секция 9. ЗЕМЛЕУСТРОЙСТВО: НАУКА И ПРАКТИКА

Пасько О.А. Особенности современного этапа землеустройства в России.....	640
Баумане В.З. Общая оценка землепользования в Латвии.....	641
Авдеев А.Н. Влияние пространственных факторов на энергозатраты внутриполевых механизированных работ при возделывании основных сельскохозяйственных культур.....	642
Авдеева Е.Д. Анализ инвестиционной деятельности по организации использования земельных участков в условиях рыночной экономики.....	644
Алиферова А.В. Динамика изменения земель сельскохозяйственного назначения в Томской области за 2007 – 2012 гг.....	646
Бабинович Л.В., Федотова Д.Д. Проект развития территории с особым режимом использования.....	648
Горляк Л.О. Организация земель и севооборотов в КУПС «им. Краева» Витебского района.....	650
Горохова М.С. Эффективность информационного обеспечения кадастра особо охраняемых территорий.....	651
Егиазарян А.Г. Оценка эффективного использования орошаемых земель на основе показателей кадастровых оценок.....	652
Калачева Н.И. Преимущества внедрения 3d кадастра в земельно-имущественные отношения.....	654
Ковшовик О.С., Цолбан Е.Л. Система и структура организаций, осуществляющих государственную регистрацию недвижимого имущества.....	657
Крохмалев Д.П. Комплексный анализ земельного фонда города Кемерово.....	659
Летягина Т.В., Шереметьева В.П. Подходы к организации загрязненных территорий.....	661
Малова К.А. Землеустройство зарубежных стран и России.....	663
Мишунина А.С., Вакарь Ю.В. Состояние древесной растительности в урбоэкосистемах Томска.....	664
Мишунина А.С. Экологическая ресурсоэффективность левого берега реки Томи.....	665
Могилева В.С. Создание экологических ферм как путь развития малых форм хозяйствования на селе (крестьянские фермерские хозяйства).....	667
Москалева Т.М., Семак Е.С. Динамика площади земель, предоставленных на праве пожизненного наследуемого владения, в Могилёвской области.....	668
Нгуен Тхи Лан Устойчивость зеленых насаждений в городских условиях.....	670
Пахомчик Л.П. Значение землеустройства при размещении крестьянских (фермерских) хозяйств.....	672
Платонова Д.Л. Значение и развитие консолидации земли в Латвии.....	674
Рыняк Д.Л., Шевяко Е.А. Учет экологических и экономических факторов при выборе места размещения карьеров гравийно-песчаных смесей.....	676

Сапожникова Ю.И., Быкова Е.Н. Оценка инвестиционной привлекательности земельных участков ИЖС на основе учета экологического состояния районов Санкт-Петербурга.....	678
Суковина А.Б. Особенности предоставления гражданам и юридическим лицам лесных участков, находящихся в государственной собственности.....	680
Шелеговска К.Р. Анализ использования земли в самоуправлениях Латвии.....	682
Шереметьева В.П., Летагина Т.В. Землеустройство загрязненных территорий.....	683
Янкович К.С. Оценка потенциала территории по индексным зонам. Создание карт индексных зон....	685
СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Росляк А.Т. Перспективы применения методов повышения нефтеотдачи для извлечения остаточных запасов.....	688
Абдрафикова И.М., Добрынин А.Б., Рамазанова А.И. Химический состав и морфология поверхности асфальтенов методом сканирующей электронной микроскопии	689
Агафонов П.А. Интерпретация кривой восстановления давления методом детерминированных моментов с учетом притока продукции.....	691
Александров А.А. Разработка месторождений со сложнопостроенными коллекторами.....	693
Алексеева К.С., Котовский В.С. Скин-эффект и эффект очистки от загрязнений призабойной зоны пласта в скважин.....	695
Ахметов А.Н., Делев А.Н., Шарипов Б.Р. Детализация геологического строения – путь к оптимизации системы разработки сложнопостроенных объектов (на примере месторождений Мелекесской впадины).....	696
Багнюков А.Э., Крайнов А.И. Влияние условий образования водонефтяных эмульсий на ее устойчивость.....	697
Барышников А.А. Повышение нефтеотдачи пластов за счет воздействия электромагнитным полем	700
Бесчасова П.А. Моделирование применения потокоотклоняющих технологий (на примере одного из месторождений Томской области)	701
Бозоев А.М., Анашкин А.Е. Определение степени загрязнения пласта при бурении	703
Большаков М.С. О явлении теплового удара в установке электроцентробежного насоса.....	704
Борисов Д.С. Сравнительный анализ технологий подготовки газа на примере месторождения «с»... ..	705
Бородич И.В. Математическая модель для расчета дебита горизонтальной скважины с применением технологии гидравлического разрыва пласта.....	708
Васильев А.А. Анализ эффективности технологии гидropескоструйной перфорации с использованием гибких насосно-компрессорных труб на месторождениях Западной Сибири	709
Гаврилов К.С. К оценке времени начала радиального притока при интерпретации кривой восстановления давления.....	712
Герасименко А.А. Разработка методики прогнозирования остаточного ресурса резервуаров с трещиноподобными дефектами с учетом двухосного напряженного состояния.....	714
Горшков А.М. Влияние эффекта «тепловой линзы» на достоверность результатов определения размеров агрегатов асфальтенов в модельной системе	715
Гусева Ю.З. Экологически безопасный комплексный физико-химический и микробиологический метод увеличения нефтеотдачи	718
Дозморов П.С. Методика обработки данных косвенных измерений гранулометрического состава осадочных горных пород	720
Должиков А.С., Афанасьев М.Н., Зверева И.С. Моделирование паротепловой обработки скважины... ..	722
Дурягин В.Н. Реологические исследования вязкоупругих составов и оценка эффективности их применения в условиях меловых отложений Западной Сибири.....	724
Еремьян Г.А., Дозморов П.С. Комплексирование результатов измерения гранулометрического состава осадочных горных пород с учетом коэффициента формы частиц	725
Заворохин Н.А. Метод парогравитационного и электротермического воздействия на пласт	727
Зверева И.С., Должиков А.С. Расчёт теплофизических параметров пластовых флюидов	729
Иванов Е.Н. Совершенствование научно-методических аспектов оценки и выбора методов увеличения нефтеотдачи.....	730
Исламов Д.Р. Разработка малопродуктивного многослойного нефтяного пласта системой веерных скважин	732
Канаев И.С. Месторождения газа в акватории Баренцева моря. Штокмановское месторождение	734
Ковалев И.А. Особенности применения горизонтальных скважин в регулярных системах размещения	736
Коробов Г.Ю. Распределение температуры по стволу добывающей скважины	738
Краснова Е.И., Лапутина Е.С. Анализ реализации геолого-технических мероприятий на Известинском месторождении	740
Лапа А.В. Методы проведения специальных исследований нефтяных скважин	741
Литвин В.Т., Роцин П.В., Карденас Васкес Л.К., Мизякин Ю.К. Изучение влияния реагента-растворителя "А" на реологические свойства тяжелой высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения	743

Льонг Ван Фо Эффективность эксплуатации скважин газлифтным способом на месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам).....	745
Лягов И.А. Исследования работы двухсекционного двигателя 2Д-43 при применении технологии вскрытия продуктивного пласта сетью разветвленных каналов малого диаметра	748
Максютин А.В., Хусаинов Р.Р., Мардашов Д.В. Изучение периодичности применения упруго-волнового физического воздействия на продуктивных пластах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.....	750
Максютин А.В., Мардашов Д.В. Разработка гидрофобно-эмульсионного состава для глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте.....	752
Масловский А.Н. Особенности извлечения метана из угольных пластов Кузбасса.....	754
Масловский А.Н. Утилизация метана	756
Мигачева Д.С., Агамирзоев М.С. Сравнительная физико-химическая оценка прямогонной бензиновой фракции газового конденсата Мыльджинского месторождения и её превращение в высокооктановый бензин.....	757
Молокитин С.А. Применение активатора вязкопластичных сред для транспортирования нефти	759
Наймушин А.Г. Оценка извлекаемых запасов на основе интегрированной системы феноменологических моделей накопленной добычи нефти	761
Николаева М.М. Оценка извлекаемых запасов Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения модифицированным методом падения давления	763
Овчаренко Д.А. Анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа разными осушителями.....	765
Остапчук Д.А. Определение источника водопритока в скважину с помощью диагностических графиков.....	766
Паклинов Н.М., Барышников А.А. Повышение нефтеотдачи пластов за счет плазменно-импульсного воздействия.....	768
Пермякова Г.Н. Оценка влияния параметра кратности промывки на эффективность заводнения.....	769
Портягин А.С. Исследование экономической целесообразности применения водополимерных растворов вытеснения на Иреляхском газонефтяном месторождении	770
Решетько А.А., Дозморов П.С. Нормировка показаний седиментационного анализа.....	771
Рожков А.М. Бурение бокового горизонтального ствола, как метод вовлечения запасов из неоднородных низкопроницаемых коллекторов на примере Двуреченского месторождения.....	773
Романова Е.В. Проблема диагностики потоков при адаптивной интерпретации кривой восстановления давления горизонтальных скважин.....	775
Сазонов П.А. Прогноз добычи и оценка извлекаемых запасов Первомайского нефтяного месторождения с учетом экспертных оценок.....	777
Салас Кадена Маури시오 Хавьер Перспективы разработки месторождения «Шушунди» (Эквадор)	779
Сахибгареев Р.Р. Комплексная технология и техника газогенераторной перфорации скважин на **-ском месторождении. Алгоритм подбора скважин-кандидатов.....	780
Седунов И.С. Геофизические методы контроля за разработкой Вахского нефтяного месторождения.....	782
Серебренникова Е.В., Саедгараев А.Д. Расчет скин-эффекта при проведении исследований скважин	783
Синебрюхов К.В. Исследование влияния температуры на процесс агрегации асфальтенов методом оптической микроскопии.....	784
Синцов И.А. Возможности трансформации регулярных сеток с учетом влияния трещин гидроразрыва пласта.....	786
Солодовников А.О., Ельшев А.В. Расчет числа Дамкелера для системы кислотный раствор – карбонатная порода.....	788
Соловьев В.В., Борзенкова Д.Н., Иванов Е.Н. Моделирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях Западной Сибири.....	789
Сорокоумова И.Е. Моделирование процесса образования отложений парафинов при трубопроводном транспорте нефти	791
Султанова Д.А. Лабораторные исследования влияния минерализации пластовой воды на эффективность применения ингибиторов коррозии	793
Терновено С.О. Катодная защита погружного оборудования и скважин.....	795
Ткачев Д.Г. Анализ и оптимизация ГРП на объекте АВ1 месторождения Томской области.....	798
Ушаков А.В. Разработка комплексной методики защиты электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложнённых условиях	799
Ушаков А.В. Сокращение расстояния между газовыми и газоконденсатными скважинами на кустовых площадках при разработке месторождений в условиях многолетнемерзлых грунтов.....	802
Фам Минь Кьонг Методы расчета скин-эффекта при проведении исследований скважин.....	804
Фам Минь Кьонг Характеристика работы скважин после гидравлического разрыва пласта	808
Фан Чан Хай Лонг Защита от коррозии объектов при разработке морских месторождений.....	813
Фан Чан Хай Лонг Обоснование метода обработки скважин раствором щелочи при разработке месторождения «Белый Тигр».....	814

Чан Нгуен Лонг Анализ экономической эффективности применения методов воздействия на призабойную зону скважины на месторождении «Белый Тигр» в периоде 1988-2008гг (Вьетнам).....	816
Чан Нгуен Лонг Исследование метода увеличения нефтеотдачи закачкой ПАВ в условиях залежи фундамента Юго-Восточного участка месторождения «Дракон».....	818
Шибанов А.Л. Численное решение задачи о двухфазной фильтрации в упругом пласте, основанное на консервативной конечно-разностной схеме Мак-Кормака.....	820
Щербаков Г.Ю., Бурханов Р.Н. Перспективы создания скважинного фотометрического устройства на основе лабораторных исследований коэффициента светопоглощения высоковязкой нефти.....	822
Эбзеева О.Р. Смачиваемость поверхности продуктивных пород Пермского края и ее влияние на извлечение нефти.....	825

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых ученых

I Том


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
е-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 2013. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru

Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ



Вход в Центр

политехнического университета при поддержке НК "ЮКОС" был открыт Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела. Обучение в Центре проводится на основе магистерских программ шотландского университета Heriot-Watt (Шотландия, г. Эдинбург). Центр осуществляет подготовку специалистов по трем направлениям: Нефтяной инжиниринг (MSc in Petroleum Engineering), Геология нефти и газа (MSc in Reservoir Evaluation) и Технология нефти и газа (MSc in Oil and Gas Technology). Обучение в Центре проходит в течение 12 месяцев и дает слушателям

В последнее время крупнейшие нефтяные компании мира ставят перед собой ряд вопросов, решение которых будет способствовать развитию отрасли: интенсификация добычи нефти, развитие технологий добычи и др. Все больше внимания уделяется качеству образования работников, уникальности их знаний и пониманию процессов, происходящих на рынке нефти. Появление новых технологий на нефтедобывающих предприятиях требует участия специалистов, обладающих комплексными знаниями. В связи с этим, в сентябре 2001 года на базе Томского



Лекция

интегрированные знания и навыки командной работы, что является необходимым условием для успешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

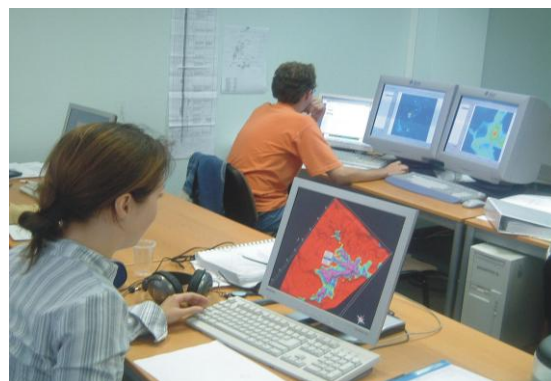
Лекции читаются на английском языке профессорами Эдинбургского университета, а также аккредитованными преподавателями Центра. После завершения программ слушатели приобретают образование международного стандарта, степень магистра университета Heriot-Watt и диплом о профессиональной переподготовке Томского политехнического университета. Каждая



Студенты в библиотеке

магистерская программа состоит из 4-х семестров, во время которых слушатели посещают лекционные и практические занятия.

Обучение ведется по основным специальным дисциплинам: нефтепромысловая геология, геофизика, физика пласта, разработке месторождений, моделированию, технологии добычи, бурению и экономике. По каждой дисциплине студенты сдают письменные экзамены на английском языке. Знания, полученные в рамках теоретических модулей, затем реализуются на практике при выполнении группового проекта, главная цель которого – интеграция полученных



В компьютерном классе

знаний при работе с реальными промышленными данными. Студенты защищают свои групповые проекты перед экспертной комиссией. Имея все необходимое оборудование, Центр проводит видео-конференции с университетом Heriot-Watt в режиме реального времени. Поэтому в состав экспертной комиссии входят также и преподаватели из Эдинбурга. Более глубокие знания по выбранной специализации слушатели получают при работе над индивидуальными проектами, когда каждый студент проводит исследование по конкретной проблеме и по результатам работы подготавливает отчет. Индивидуальные проекты разрабатываются с учетом реальных проблем нефтяных и газовых месторождений.

Данная исследовательская работа является эквивалентом магистерской диссертации. Центр имеет современное техническое оснащение – более 150 персональных компьютеров, 5 рабочих станций



**Зал 3D-визуализации.
Защита геологами дипломных работ**

SUN и единственный в Сибири зал 3D-визуализации. Данный зал используется в учебном процессе и позволяет наглядно продемонстрировать модель месторождения в трехмерном пространстве. Для практической работы Центр располагает грантами на использование специализированного программного обеспечения: Shlumberger GeoQuest, Landmark Graphics, EPS, Bentley, Aspen Technology.

Для студентов и преподавателей в Центре имеется своя библиотека, где собрана учебная литература по основным модулям, которые читаются во время обучения. Информация представлена на бумажных носителях, видеокассетах и компакт-



**Вручение дипломов магистрам в
Британском посольстве**

дисках на русском и английском языках. Кроме этого, Центр располагает периодическими специализированными изданиями и справочной литературой. Библиотека постоянно пополняется новинками.

На сегодняшний день уже третий набор слушателей готовится к получению магистерских дипломов. Выпускники Центра прошлых лет уже проявили себя как опытные и высококлассные специалисты в различных компаниях нефтяного сектора. Качественные знания и системность мышления делают выпускников конкурентоспособными на рынке труда.



**Выпускники ЦППСНД в посольстве
Британии**

**Обучение в ЦППСНД ТПУ по магистерским программам
шотландского университета**

Heriot-Watt

WWW.HW.TPU.RU



Лицензия на право образовательной деятельности
Серия А №169066 от 01.06.2006



**Инновационный
научно-образовательный**

ЦЕНТР

**подготовки специалистов
трубопроводного транспорта нефти и газа**

**Адрес: г.Томск, пр.Ленина, 2,
строение 5 (20 корпус ТПУ),
Россия, 634050.**

Телефон: +7(3822) 42-61-53,

Факс: +7(3822) 41-90-17.

E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

**Почтовый адрес:
г. Томск, пр. Ленина, 30,
ТПУ, Россия, 634050**



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа



Инновационный научно-образовательный центр создан с целью подготовки для ведущих транспортных и нефтегазодобывающих компаний специалистов мирового уровня с исключительными компетенциями в области транспортирования и хранения нефти и газа

Научный руководитель: Рудаченко Александр Валентинович, доцент, кандидат технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа

О ЦЕНТРЕ

Центр создан на базе кафедры транспорта и хранения нефти и газа Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета и обеспечивает подготовку магистров по Double – Degree программе.

Центр обладает современными мультимедийными классами, научно-исследовательскими лабораториями, конференц-залом с системой 3D-визуализации.

Учебный процесс проходит с использованием самого современного оборудования и программных продуктов: программы CFD, AUTODYN, LS-DYNA, Turbo Tools, Parallel processor, Spider Project, Fluent, стенд гидравлический универсальный ТМЖ 2, стенд «Гидродинамика», А1040М ПОЛИГОН - низкочастотный ультразвуковой томограф, дефектоскопы, цифровая акустико - эмиссионная система Valen AMSY-5, тепловизор, вибродиагностическое оборудование, ультразвуковой сканер, система лазерной центровки валов, лазерный доплеровский измеритель скорости потока (ЛДИС) и многое другое.

ЦЕНТР ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ

- лабораторию гидрогазодинамики;
- лабораторию моделирования процессов трубопроводного транспорта углеводородного сырья;
- лабораторию технической диагностики оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию неразрушающих методов контроля;
- лабораторию трубопроводно-строительных материалов;
- лабораторию геодезического обеспечения строительства нефтегазопроводов и хранилищ;

- лабораторию оборудования нефтегазопроводов;
- лабораторию противокоррозионной защиты;



- лабораторию проектирования газонефтепроводов и хранилищ;
- лекционные аудитории;
- компьютерные и мультимедийные классы;
- кабинеты курсового проектирования.



Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

ОБУЧЕНИЕ В ЦЕНТРЕ

Обучение проходит по очной форме продолжительностью 2 года. Первый учебный год предполагает обучение по магистерской программе ТПУ «Надежность газонефтепроводов и хранилищ». Параллельно проводятся интенсивные языковые курсы, чтобы подготовить будущих магистров ко второму году обучения.

Обучение на втором курсе выполняется по методическим разработкам University of Calgary по магистерской программе Pipeline Engineering. Занятия проводятся на английском языке профессорами университета Калгари и преподавателями Томского политехнического университета, прошедшими специальную стажировку в Канаде.



Слушатели Центра, при успешном окончании обучения, получают степень магистра соответствующей специальности университета Калгари и диплом магистра ТПУ, что гарантирует им трудоустройство в компаниях нефтегазовой отрасли и проектных институтах.



Преподавательский состав – 15 человек, в том числе: 2 профессора, доктора технических наук и 8 доцентов, кандидатов технических наук.

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Структура программы подготовки:

- теоретическая подготовка: 3 сем.- 756 часов аудиторных занятий;
- самостоятельная работа магистра: 3 сем. – 1170 часов;
- научно-исследовательская работа: 3 сем. – 774 часа;
- научно-исследовательская практика – 216 часов;
- подготовка и защита магистерской диссертации: 1 сем. – 1080 часов.

Всего: специализированной подготовки – 3996 часов.

Дисциплины направления магистерской программы:

- современные проблемы науки;
- история и методология науки;
- компьютерные технологии в науке и образовании;
- философские проблемы естественных, гуманитарных и технических наук;
- мировая экономика нефтегазовых ресурсов;
- финансово-экономический анализ нефтегазовых проектов;
- основы ресурсо- и энергосберегающих технологий углеводородного сырья;
- современные представления о нефтяных дисперсных системах;
- физико-химические методы исследования материалов, реагентов и углеводородных систем;
- автоматизация управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами;
- иностранный язык.

Специальные дисциплины магистерской подготовки:

- мониторинг оборудования трубопроводного транспорта;
- компьютерные технологии решения задач трубопроводного транспорта;
- автоматизация проектирования систем трубопроводного транспорта;

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

- прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов.



Требования к кандидатам:

- средний балл по диплому не менее 4,5;
- профессиональная ориентированность в области технических наук (механика, гидравлика, сопротивление материалов, основы конструирования, сварка, технология металлов и конструкционных материалов);
- способность к обучению и переобучению;
- знание английского языка;
- мобильность;
- знание компьютера;
- возраст до 35 лет.



ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- сочетать в себе углубленные знания по теории надежности технологического оборудования с учетом динамических, гидромеханических и термодинамических процессов при его эксплуатации;
- владеть современными компьютерными средствами группового и индивидуального проектирования газонефтепроводов и хранилищ с использованием геоинформационных технологий;
- проводить нестандартные расчеты по оптимизации технологических режимов транспортирования нефти и газа с учетом эксплуатационных параметров оборудования газонефтепроводов и хранилищ;
- в совершенстве владеть методами моделирования сложных гидродинамических процессов, выбирать оптимальные технологические режимы перекачки нефти и газа и параметры трубопровода с учетом профиля трассы;
- знать современные системы технического обслуживания и ремонта оборудования газонефтепроводов и направления их дальнейшего развития;
- в совершенстве владеть иностранным языком.

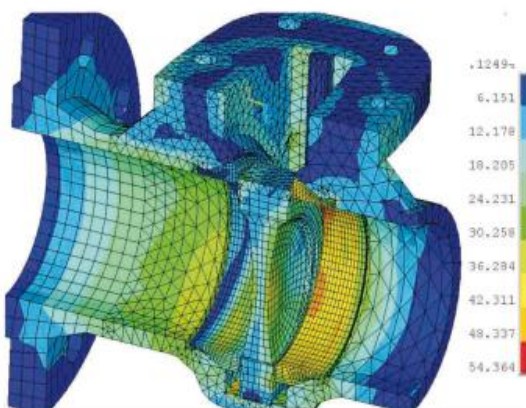
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- способность проводить сложные аналитические расчеты по анализу динамических, гидравлических и термодинамических характеристик оборудования трубопроводного транспорта;
- умение пользоваться сложным современным экспериментальным оборудованием при исследовании процессов, влияющих на эксплуатационные и прочностные характеристики газонефтепроводов и хранилищ;
- владение современными методами группового проектирования объектов трубопроводного транспорта с использованием автоматизированных систем управления проектами;
- знание современных методов повышения надежности оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа на этапах проектирования и эксплуатации;
- умение работать в команде.

Инновационный научно-образовательный центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа

НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

- диагностика, оценка и прогноз технического состояния трубопроводов и насосно-компрессорного оборудования с использованием вибродиагностического и тепловизионного оборудования;



- исследование и оценка коррозионного состояния трубопроводов;
- исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода и оборудования (применяются экспериментальные методы и методы численного моделирования с использованием методов конечных элементов);
- повышение надежности технического состояния трубопроводов;
- разработка новых типов природных сорбентов для локализации и утилизации аварийных разливов нефти;
- прикладные и фундаментальные, численные и экспериментальные исследования в ламинарных и турбулентных, прямоочных и закрученных потоках жидкостей и газов в трубопроводах со сложной границей области движения рабочей среды.



ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА ПО НАУЧНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ И ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ:

- ОАО «АК «Транснефть»;
- ОАО «Газпром»;
- ООО «Стройтрансгаз»;
- ООО «Сибтрубопроводстрой»;
- ООО «Старстрой»;
- ОАО «Гипротрубопровод»;
- ОАО «ВНИИСТ»;
- ТомскНИПИнефть;
- Университет г. Калгари (Канада);
- Институт нефти и природного газа университета г. Мишкольц (Венгрия);
- Институт турбулентности г. Марселя (Франция);
- Институт нефти и газа г. Парижа (Франция);
- Институт технической теплофизики НАН Украины;
- Европейская организация исследований вопросов промышленной теплотехники МАТЭК (Словакия, Италия, Голландия, Германия, Украина).



КОНТАКТЫ:

634050, Россия, г.Томск, пр.Ленина, 2, строение 5 (20 корпус ТПУ).

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Тел.: +7(3822) 42-61-53,
Факс: +7(3822) 41-90-17.
E-mail: ktxng@tpu.ru, sspost@mail.ru

Почтовый адрес:
634959, Россия, г. Томск,
пр. Ленина, 30, ТПУ.



ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Международный инновационный
научно-образовательный центр

«Урановая геология»



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»



Цель создания центра:

подготовка элитных специалистов в области геологии, поисков и разведки месторождений руд редких и радиоактивных элементов для минерально-сырьевого уранового комплекса России, высококвалифицированных геологов, подготовленных к профессиональной деятельности с учетом современных рыночных отношений и наукоёмких технологий.

Руководитель: Рихванов Леонид Петрович, профессор, доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог РФ, Заслуженный деятель науки РФ

СТРУКТУРА МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА «УРАНОВАЯ ГЕОЛОГИЯ»

- Учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии
- Учебно-научная лаборатория изотопной спектрометрии
- Учебно-научная лаборатория геотехнологии
- Учебно-научная лаборатория микроэлементного анализа
- Учебно-научная лаборатория ядерно-геохимических исследований

МАГИСТЕРСКАЯ ПРОГРАММА «ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ» (Срок обучения: 2 года. Степень: магистр геологии)

Необходимость реализации магистерской программы «Геология, поиски и разведка руд редких и радиоактивных элементов» вызвана **потребностью отечественных и зарубежных компаний, занимающихся разработкой урановых и редкометалльных месторождений в специалистах, умеющих интегрировать весь комплекс доступных данных по месторождениям урана (геохимия, минералогия, ядерная геофизика, радиогидрогеохимия и гидрогеология и др.):**

- для прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений урана и редких элементов на основе системного анализа всех совокупных данных по минералого-геохимическим, геофизическим и другим характеристикам объектов;
- для создания моделей формирования урановых и редкометалльных месторождений и обоснования способа их отработки с максимальной эффективностью и наименьшим воздействием на окружающую среду.

Подготовка специалистов нового уровня основана на реализации следующих основных принципов:

- **принцип элитарности:** набор лучших из 12 вузов России;
- **принцип элитарности научных, инженерных и педагогических школ:** 40-летний опыт подготовки геологов-редкометаллургов; привлечение ведущих специалистов России и Мира для чтения мастер-курсов;



- **принцип уникальности образовательных программ и технологий с использованием мировых информационных ресурсов и HiTek оборудования:** ядерный реактор, альфа-и гамма-спектрометры, электронные и оптические микроскопы и анализаторы, коллекции минералов и руд всего Мира;

- **принцип стратегического партнёрства:** ООО «Компания «Базовый элемент» («БазЭл»), Университет Нанси (Франция), ФГУП «Урангео», Россия, производственные компании «Казатом-пром», Казахстан и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ПОДГОТОВЛИВАЕМЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ:

- Наши выпускники умеют то, что не умеют выпускники потенциальных конкурентов. Наши выпускники приносят в компании уникальные компетенции.
- Создают модели месторождений.
- Разрабатывают прогнозно-поисковые критерии и признаки для выявления месторождений на основе моделирования.
- Выбирают и обосновывают технологии эксплуатации на основе использования численных методов моделирования миграции радионуклидов и формирования месторождений урана (3D - визуализация).
- Подготавливают ТЭО проектов разработки месторождений в соответствии с международными стандартами.
- Умеют получать новую минералого-геохимическую информацию с использованием современных ядерно-физических методов, в том числе на базе ядерного реактора.

- Управление проектами – менеджмент.
- Свободно владеют английским языком.



КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, К РЕШЕНИЮ КОТОРЫХ ПОДГОТОВЛЕНЫ ВЫПУСКНИКИ:

- Поиски, разведка, геолого-экономическая оценка и разработка месторождений радиоактивного и редкометалльного сырья.
- Поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях.

- Создание модели месторождения. Моделирование для оценки запасов руд и выбора кондиционных параметров.
- Разработка прогнозно-поисковых моделей различных геолого-промышленных типов месторождений.

ОСНОВНЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Первый год обучения в магистратуре включает изучение дисциплин общего направления, предусмотренных для этой специальности требованиями ГОС ВПО Министерства образования и науки РФ.

Второй год обучения предусматривает обучение по дисциплинам узкой специализации с прохождением научно-исследовательской и производственной практик в одной из урановодобывающих компаний.

- Минералогия радиоактивных элементов;
- Геохимия радиоактивных элементов;
- Промысленно-генетические типы месторождений радиоактивных элементов. Металлогения;
- Радиогидрогеология и гидрогеохимия;
- Методы исследования радиоактивных руд;
- Геофизические методы при разведке и разработке урановых месторождений;
- Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии;
- Рациональная методика прогнозирования, поисков и геолого-экономической оценки месторождений руд, редких и радиоактивных элементов;
- Технично-экономическое обоснование проектов разработки месторождений по международным стандартам;

- Геотехнология добычи урановых руд;
- Основы технологии и переработки ядерных сырьевых материалов;
- Технология бурения эксплуатационных скважин при отработке месторождений урана методом ПСВ;
- Гидродинамика флюидных систем и моделирование гидродинамических процессов;
- Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов.



Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

НАУЧНАЯ ШКОЛА И ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКИЙ СОСТАВ

Международный инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов в области урановой геологии создаётся на базе кафедры Геоэкологии и геохимии ТПУ, которая ранее под названием «Кафедра Геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов» с 1956 года на протяжении 35 лет готовила специалистов для Первого Главка Министерства Геологии СССР, главной задачей которого было обеспечение страны урановым сырьём.

История создания кафедры уходит в далёкие 30-е годы, когда создавалась кафедра Месторождений полезных ископаемых. Она была открыта в 1931 году. Организатор и первый заведующий – член-корреспондент АН СССР **Ф.Н. Шахов**.

В 1954 году из состава кафедры месторождений полезных ископаемых была выделена в связи с открытием специализации по геологии редких и радиоактивных элементов (приказ Мингео СССР от 29.09.1954 г.) кафедра геологии и разведки руд редких и радиоактивных элементов (зав. кафедрой профессор В.К. Черепнин).

С 1956 г. по 1997 гг. по урановому профилю было выпущено 756 специалистов-редкометаллыциков, в т.ч. 61 чел. получили дипломы с отличием.

Таким образом, за этот период времени сложился коллектив преподавателей и выпускников, знающих урановую геологию, умеющих решать как тактические, так и стратегические задачи.

На кафедре сформировалась общепризнанная школа по урановой геологии и геохимии, имеющая традиции, опыт работы и, сравнительно молодые кадры, способные вести подготовку геологов-уранщиков на новом качественном уровне.



Подготовку специалистов в Центре осуществляют доктора наук, профессора (9) и доценты, кандидаты наук (4) Томского политехнического университета, а также ведущие ученые Российской академии наук, специалисты с предприятий, зарубежных вузов.

МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Центр располагает самым современным компьютерным, мультимедийным и уникальным лабораторным оборудованием. Здесь представлены:

- сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа;
- спектрофотометр «Флюорат-02 Панорама» с приставкой «Крио-2»;
- хроматограф «Хроматэкс-Кристалл 5000»;
- лабораторный микроскоп Axioskop 40 с системой анализа изображений;
- ртутный анализатор РА-915;
- лабораторный альфа-спектрометр;
- спектрометр для нейтронно-активационного анализа на основе аналогового модуля NIM;
- портативный гамма-спектрометр GS-512;
- переносной радиометр-спектрометр РСУ-01 «Сигнал М»;
- микроскопы серии «ПОЛАМ» разного типа;
- аппаратура для рентгеноструктурного анализа «ДРОН-3»;
- лазерный анализатор вещественного состава «LMA-10» с приставкой МААС;



- полевые гамма-спектрометры: РКП-305, РКП-305М;
- РЗА-4А – измеритель концентрации радона;
- стационарные (лабораторные) гамма-спектрометры «РУТ»;
- термолуминесцентные дозиметры разных типов и др.

Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология»

В учебном процессе по подготовке специалистов для урановой отрасли используются уникальные коллекции минералов и руд различных типов урановых и редкометалльных месторождений бывшего СССР, которые хранятся в специально оборудованном хранилище общей площадью 20 м². Этот коллекционный фонд насчитывает около 2000 образцов (аналогов в России нет).



Кроме того, в подготовке специалистов для урановой отрасли будет задействована ядерно-геохимическая лаборатория базовой кафедры, размещенная на площадях **Исследовательского ядерного реактора** Томского политехнического университета, активно используемая как современный инструмент подготовки специалистов для урановой геологии и проведения научных исследований в области разработки радиохимических методов прогнозирования и поисков руд редких и радиоактивных элементов.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРЫ ЦЕНТРА

Вузы, академические и отраслевые институты:

- Университет Анри Пуанкаре (Нанси-1), Франция
- Университет Париж-11 (Орсей, Франция)
- Российский государственный геологоразведочный университет (Москва)
- Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН
- Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья (ВИМС) МПР
- Всероссийский научно-исследовательский геологический институт (ВСЕГЕИ) МПР
- Институты СО РАН (Новосибирск, Улан-Удэ, Иркутск, Чита)

Государственные и частные компании:

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ФГУП «УРАНГЕО РФ» и его дочерние предприятия в Новосибирске «Берёзовгеология», Иркутске «Сосновгеология» и др.
- «Урановый холдинг АРМЗ» (ОАО «Атомредметзолото»)
- Национальная атомная компания «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)
- РОСАТОМ и его предприятия «Горнорудная урановая компания ТВЭЛ»
- «AREVA» (Европейский урановый консорциум)
- «ВНР» (Австралия) и др.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ КЛИЕНТЫ ЦЕНТРА

- ООО «Компания «Базовый элемент»» («БазЭл»)
- ОАО «КАЗАТОМПРОМ» (Казахстан)

- ОАО «Урановая горнорудная компания» РОСАТОМА
- ФГУП «УРАНГЕО» (МПР РФ)

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

Слушатели обеспечиваются комфортабельным общежитием и стипендией.

Заклучившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.

